

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E  
ELETRÔNICA**

Kaio Kopko

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MEDIÇÃO FASORIAL  
SINCRONIZADA NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS FACE  
À IMPLEMENTAÇÃO EM CURSO DE SINCROFASORES  
NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Florianópolis

Março de 2018



Kaio Kopko

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MEDIÇÃO FASORIAL  
SINCRONIZADA NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS FACE  
À IMPLEMENTAÇÃO EM CURSO DE SINCROFASORES  
NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Florianópolis

Março de 2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Kopko, Kaio

Análise dos Impactos da Medição Fasorial  
Sincronizada na Estimação de Estados face à  
Implementação em Curso de Sincrofasores no Sistema  
Elétrico Brasileiro / Kaio Kopko ; orientador,  
Antonio José Alves Simões Costa, 2018.

112 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Estimação de Estados  
em Sistemas de Potência. 3. Sistema de Medição  
Fasorial Sincronizada. 4. Medidas Fasoriais. 5.  
Método de Fusão de Estimativas. I. José Alves  
Simões Costa, Antonio. II. Universidade Federal de  
Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica.  
III. Título.

Kaio Kopko

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MEDIÇÃO FASORIAL  
SINCRONIZADA NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS FACE  
À IMPLEMENTAÇÃO EM CURSO DE SINCROFASORES  
NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Este Trabalho de conclusão de curso foi julgado aprovado para a obtenção do Título de “Engenheiro Eletricista”, e aprovado em sua forma final pelo Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

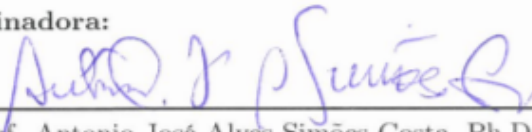
Florianópolis, 07 de Março de 2018.



---

Prof. Dr. Renato Lucas Pacheco  
Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica  
Universidade Federal de Santa Catarina

**Banca Examinadora:**



---

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.  
Universidade Federal de Santa Catarina  
Orientador



---

Prof. Miguel Moreto, Dr. Eng.  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Eng. André Nascimento Cavalcanti de Albuquerque, M.Sc.  
Operador Nacional do Sistema Elétrico



## AGRADECIMENTOS

Inicialmente gostaria de agradecer ao meu falecido pai, Cláudio, à minha mãe, Rosane, e à minha irmã, Nina, por todo o suporte, confiança e carinho despendido a mim ao longo da vida.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Antonio José Alves Simões Costa, pela sincera atenção dada ao meu trabalho e crescimento, bem como seu respeito e cumplicidade em todas as ocasiões.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e aos meus colegas do ONS, por propiciarem um ambiente fértil ao aprendizado durante minha realização de estágio. Agradeço especialmente ao meu supervisor, Bruno Weiner, pelo incentivo e colaboração com meu crescimento.

Agradeço também individualmente aos Engenheiros André, Ciro, Daniel e Renan que tornaram este trabalho possível por todo o apoio e ensinamento proporcionado.

Por fim, agradeço aos meus amigos, que direta ou indiretamente ajudaram a concretizar este trabalho.





## RESUMO

# ANÁLISE DOS IMPACTOS DA MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS FACE À IMPLEMENTAÇÃO EM CURSO DE SINCROFASORES NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Kaio Kopko

Florianópolis

2018

Este trabalho estuda a aplicação da medição sincronizada de fasores no sistema elétrico brasileiro aplicada à Estimação de Estados em Sistemas de Potência. Discorre-se brevemente à cerca da formulação matemática da estimação de estados, bem como a evolução da tecnologia de medição fasorial, apontando os principais aspectos da arquitetura de sistemas existentes para implementá-la. Também é apresentado o Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) que está sendo implementado no Sistema Interligado Nacional, com a sua evolução ao longo dos últimos anos. Com o objetivo de mensurar os impactos da incorporação de medições fasoriais em planos de medição processados na estimação de estados, são introduzidas métricas para a definição de índices de desempenho do estimador. A sua incorporação é feita através da teoria de Fusão de Dados de Múltiplos Sensores, processando-se independentemente os conjuntos de medidas dos sistemas SCADA e de medição fasorial sincronizada. Para uma rede fasorial não observável, são utilizadas informações complementares *a priori*. Na obtenção dos resultados, são realizadas simulações de diversos casos, conduzidos com o auxílio de sistemas-teste baseados na rede elétrica interligada do Sul do Brasil. Deste modo, torna-se possível avaliar os benefícios potenciais do uso de medições fasoriais quanto à exatidão dos resultados da estimação.

**Palavras-chave:** Estimação de Estados em Sistemas de Potência, Unidade de Medição Fasorial, Medidas Fasoriais Sincronizadas, Sistema de Medição Fasorial, Fusão de Dados e Estimativas.



## ABSTRACT

# ANALYSIS OF THE IMPACTS OF SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENT IN POWER SYSTEM ESTIMATION IN VIEW OF THE IMPLEMENTATION OF SYNCHROPHASORS IN THE ELECTRICAL BRAZILIAN SYSTEM

Kaio Kopko

Florianópolis

2018

This work deals with the use of synchronized phasor measurements in the Brazilian electric power system in connection with Power System State Estimation. A brief description of State Estimation mathematical formulation is presented, as well as a review of the phasor measurement technology, followed by the description of the system architecture required for its implementation. This work also outlines the Measurement Phasor System that is being developed in the National Interconnected System and its evolution over the last years. In order to evaluate the impacts of phasor measurements on state estimation performance, some accuracy metrics are defined for both branch power flow and nodal voltage estimates. Phasor measurements are incorporated through the method of Multisensor Data Fusion Theory, by independently processing the SCADA and PMU-based measurement sets. Considering that at this stage in time most power systems are still PMU-unobservable, complementary information is used as *a priori* state information at the PMU processing estimation module. Several simulations conducted with reduced models of the Southern Brazil interconnected system are used to evaluate the potential benefits of adding phasor measurements to state estimation metering schemes.

**Keywords:** Power System State Estimation, Phasor Measurement Unit, Synchronized Phasor Measurement, Data Fusion and Estimation.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Amostragem de um sinal senoidal.....	31
Figura 3.2	Representação fasorial.....	32
Figura 3.3	Estrutura básica de um SMSF.....	34
Figura 3.4	Medidas adquiridas pelas PMUs [5].....	35
Figura 3.5	Projeto MedFasee - Monitoração do SIN [28].....	36
Figura 3.6	Localização dos concentrados do SMFS do Brasil [35].	38
Figura 3.7	Localização das PMUs nas subestações [35].....	39
Figura 3.8	Localização das PMUs no SIN [35].....	40
Figura 4.1	Estrutura do estimador de fusão de dados.....	47
Figura 5.1	Sistema Sul 32 barras.....	56
Figura 5.2	Diagrama Geométrico do Paraná. [57] .....	59
Figura 5.3	Sistema de Transmissão do Paraná.....	60
Figura 5.4	Diagrama unifilar e plano de medição do Caso 1A. Sistema IEEE 14 barras.....	62
Figura 5.5	Erros de estimação para o Caso 1A. Sistema IEEE 14 barras.....	63
Figura 5.6	Diagrama unifilar e plano de medição do Caso 1B. Sistema IEEE 14 barras.....	64
Figura 5.7	Erros de estimação para o Caso 1B. Sistema IEEE 14 barras.....	66
Figura 5.8	Erros de estimação para o Caso 1C. Sistema IEEE 14 barras.....	67
Figura 5.9	Diagrama unifilar e plano de medição do Caso 2A. Sistema teste 32 barras.....	69
Figura 5.10	Erros de estimação para o Caso 2A. Sistema teste 32 barras.....	70
Figura 5.11	Plano de medição para medidas PMU utilizadas no Caso 2B. Sistema teste 32 barras.....	72
Figura 5.12	Erros de estimação para o Caso 2B. Sistema teste 32 barras.....	73
Figura 5.13	Erros de estimação para o Caso 3A. Sistema teste 141 barras.....	75
Figura A.1	Modelo II de uma linha de transmissão.....	85



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	A esquerda: evolução do Projeto SMFS do ONS. A direita: evolução da Norma IEEE [3]. . . . .	37
Tabela 5.1	Medidas utilizadas pelo estimador de estados. . . . .	55
Tabela 5.2	Dados do Sistema Paraná 141 barras. . . . .	58
Tabela 5.3	Indicadores de desempenho do Caso 1A. Sistema IEEE 14 barras. . . . .	62
Tabela 5.4	Indicadores de desempenho do Caso 1B. Sistema IEEE 14 barras. . . . .	65
Tabela 5.5	Indicadores de desempenho do Caso 1C. Sistema teste IEEE 14 barras. . . . .	68
Tabela 5.6	Indicadores de desempenho do Caso 2A. Sistema teste 32 barras. . . . .	71
Tabela 5.7	Número de medidas utilizadas. Sistema teste 32 barras. . . . .	71
Tabela 5.8	Indicadores de desempenho do Caso 2B. Sistema teste 32 barras. . . . .	72
Tabela 5.9	Indicadores de desempenho do Caso 3A. Sistema teste 141 barras. . . . .	74
Tabela 5.10	Número de medidas utilizadas. Sistema teste 141 barras. . . . .	76
Tabela 5.11	Indicadores de desempenho do caso 3B. Sistema teste 141 barras. . . . .	76
Tabela B.1	Dados de barra do sistema IEEE 14 barras . . . . .	91
Tabela B.2	Dados de linha do sistema IEEE 14 barras . . . . .	91
Tabela C.1	Dados de barra do sistema teste 32 barras . . . . .	95
Tabela C.2	Dados de linha do sistema teste 32 barras . . . . .	95
Tabela C.2	Dados de linha do sistema teste 32 barras . . . . .	96
Tabela D.1	Dados de barra do sistema teste 141 barras . . . . .	99
Tabela D.1	Dados de barra do sistema teste 141 barras . . . . .	100
Tabela D.1	Dados de barra do sistema teste 141 barras . . . . .	101
Tabela D.2	Dados de linha do sistema teste 141 barras . . . . .	101
Tabela D.2	Dados de linha do sistema teste 141 barras . . . . .	102
Tabela D.2	Dados de linha do sistema teste 141 barras . . . . .	103
Tabela D.2	Dados de linha do sistema teste 141 barras . . . . .	104

Tabela D.2 Dados de linha do sistema teste 141 barras ..... 105

Tabela D.2 Dados de linha do sistema teste 141 barras ..... 106



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	17
1.1 Introdução	17
1.2 Motivação	18
1.3 Objetivo e Proposta do Trabalho	19
1.4 Organização do Trabalho	19
<b>2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA</b>	21
2.1 Introdução	21
2.2 Origem e Desenvolvimento	21
2.3 Formulação Matemática	22
2.3.1 Formulação por Mínimos Quadrados Ponderados	25
2.4 Método de Solução	26
2.4.1 Método da Equação Normal	26
2.4.2 Método de Newton	27
2.5 Informações <i>a Priori</i> na Estimação	29
2.6 Conclusão	30
<b>3 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA</b>	31
3.1 Introdução	31
3.2 Representação Fasorial de um Sinal	32
3.3 Elementos de um Sistema de Medição Fasorial	33
3.4 Sistema de Medição Fasorial no Brasil	35
3.4.1 Projeto SMFS do ONS	36
3.5 Conclusão	41
<b>4 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS COM MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA</b>	43
4.1 Introdução	43
4.2 Origem e Desenvolvimento	43
4.3 Método de Fusão de Estimativas	45
4.4 Estimador de Estados da Fusão de Estimativas	47
4.4.1 Formulação Matemática do Método de Fusão	48
4.4.2 Observabilidade do Estimador de Medidas Fasoriais	50
4.5 Conclusão	52

<b>5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>53</b>
5.1 Introdução .....	53
5.2 Programas Utilizados .....	53
5.3 Considerações .....	54
5.4 Sistemas Elétricos Equivalentes .....	55
5.4.1 Sistema Elétrico Equivalente Sul 32 Barras .....	56
5.4.2 Sistema Elétrico Equivalente Paraná 141 Barras .....	57
5.5 Resultados para o Sistema Teste IEEE 14 Barras .....	61
5.5.1 Caso 1A: Rede observável com medidas SCADA e medidas fasoriais .....	61
5.5.2 Caso 1B: Rede não observável com medidas fasoriais .....	64
5.5.3 Caso 1C: Erros grosseiros nas medidas fasoriais .....	66
5.6 Resultados para o Sistema Teste Sul 32 Barras .....	68
5.6.1 Caso 2A: Rede observável com medidas SCADA e medidas fasoriais .....	69
5.6.2 Caso 2B: Rede não observável com medidas fasoriais .....	71
5.7 Resultados para o Sistema Teste Paraná 141 Barras .....	74
5.7.1 Caso 3A: Rede observável com medidas SCADA e medidas fasoriais .....	74
5.7.2 Caso 3B: Rede não observável com medidas fasoriais .....	76
5.8 Conclusões .....	77
<b>6 CONCLUSÃO .....</b>	<b>79</b>
6.1 Considerações Finais .....	79
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros .....	80
<b>ANEXO A – EQUAÇÕES DA FORMULAÇÃO MATEMÁTICA</b>	<b>85</b>
<b>ANEXO B – DADOS DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS ..</b>	<b>91</b>
<b>ANEXO C – DADOS DO SISTEMA TESTE 32 BARRAS..</b>	<b>95</b>
<b>ANEXO D – DADOS DO SISTEMA TESTE 141 BARRAS</b>	<b>99</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>107</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Introdução

Nos últimos anos, com um aumento expressivo da carga, a evolução dos sistemas de potência para ambientes mais robustos resultou no aumento da complexidade de operação e supervisão. Os operadores de sistemas elétricos (Independent System Operators - ISO) necessitam de ferramentas eficientes e mais robustas, alinhadas com a contínua evolução do setor, que garantam alta qualidade na análise de segurança e no monitoramento das condições operativas em tempo real.

A operação e monitoração em tempo real constitui, tradicionalmente, uma extensão do sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), permitindo a execução de funções relacionadas à segurança operativa. Os mesmos canais de transmissão de dados do sistema SCADA são utilizados para comandar os componentes do sistema. No Brasil, os critérios de desempenho na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) são definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através dos Procedimentos de Rede [1].

O sistema SCADA alimenta o Sistema de Gerenciamento de Energia (Energy Management System - EMS), que é um sistema computadorizado responsável por gerenciar os aplicativos associados ao controle, supervisão e análise de segurança das redes elétricas. Em particular, a Estimação de Estados é a função integrante do EMS responsável por construir o modelo da rede elétrica em tempo real, que é essencial para subsidiar decisões importantes do operador a serem tomadas em um curto intervalo de tempo.

Durante as primeiras décadas de experiência com a estimação de estados, as informações processadas eram obtidas exclusivamente dos sistemas SCADA, que fornecem, tradicionalmente, medidas de módulo de tensão nodal, injeção e fluxo de potência ativa e reativa e, em alguns casos, de módulo de corrente nos ramos da rede elétrica. Em meados da década de 80 houve uma grande evolução nas ferramentas de monitoração impulsionada em especial pelos desenvolvimentos na área de proteção computadorizada [2]. Um dos produtos destes avanços, foi o lançamento, em 1988, da primeira versão comercial de uma Unidade de Medição Fasorial (UMF, ou PMU em Inglês), equipamento cujo principal objetivo é a medição direta de fasores de tensão e corrente de forma sincronizada em subestações geograficamente distantes.

Neste contexto, as Medições Fasoriais Sincronizadas (MFS) representam o principal avanço tecnológico das últimas décadas no intuito de agregar valor à qualidade do Estimador de Estados. Além de prover medidas diretas das variáveis de estados, apresentam precisão elevada quando comparadas às tradicionais medidas oriundas dos sistemas SCADA. Este trabalho propõe-se a analisar os benefícios da incorporação da medição fasorial sincronizada à Estimação de Estados. Para cumprir este objetivo, será utilizada a rede elétrica da Região Sul do Brasil, considerando-se uma configuração realística de unidades de medição fasorial instaladas na rede.

## 1.2 Motivação

No Brasil está em andamento um projeto para implementação de um SMFS em grande escala no Sistema Interligado Nacional operado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico [3]. De acordo com a ANEEL, o ONS é responsável pela arquitetura geral do sistema, pela especificação dos principais componentes, pela definição dos critérios de alocação e pela coordenação do projeto. Os principais desafios advêm da dimensão do sistema de grande porte e do elevado número de Agentes conectados ao SIN.

A implementação do sistema de medição sincronizada de fasores do SIN foi inicialmente recomendada pela Comissão de Análise do blecaute de 1999 [4]. Sua implementação está regulamentada na Resolução Autorizativa 170 da ANEEL de 25 de abril de 2005, estando a responsabilidade por sua implementação atribuída ao ONS. O processo de registro do desempenho dinâmico do SIN está previsto no Submódulo 11.6 dos Procedimentos de Rede [5]

Devido à maturidade do uso da tecnologia dos SMSF, a sua aplicação vem se ampliando nos principais centros de controle. Desta forma, destacam-se vários benefícios qualitativos ao se integrar as medições fasoriais às operações do sistema elétrico brasileiro. Existem projetos previstos para início em 2018 que preveem a integração de ferramentas de apoio que utilizam de medições sincronizadas fasoriais para tomadas de decisão em tempo real [6].

Assim, este estudo motiva-se a investigar as possíveis melhorias de qualidade e desempenho da Estimação de Estados no SIN, proporcionados pela utilização da tecnologia de medição fasorial sincronizada. O Estimador de Estados convencional desempenha um papel fundamental na operação do sistema elétrico, determinando estimativas para

as variáveis de estado (magnitude e ângulo da tensão) a partir do processamento de medidas coletadas mediante um sistema SCADA.

### 1.3 Objetivo e Proposta do Trabalho

O principal objetivo deste trabalho é analisar os impactos da inserção das PMUs na estimação de estados do sistema elétrico brasileiro, com ênfase na rede elétrica da Região Sul, sem descartar o estimador atual. Resultados observados mostram que a incorporação de medidas fasoriais sincronizadas proporciona significativa melhoria no desempenho e na robustez do estimador [7], melhorando a precisão em aplicações avançadas no âmbito do tempo real [3].

### 1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho foi dividido em seis capítulos, conforme descrito a seguir.

O Capítulo 2 traz uma introdução ao tema da Estimação de Estados em Sistemas de Potência, introduzindo a sua origem e seu consequente desenvolvimento, seguido pela sua formulação matemática geral, com os principais conceitos e métodos utilizados para o estudo deste trabalho.

No Capítulo 3 são apresentados os sistemas de medição fasorial sincronizada, discorrendo sobre cada elemento que compõe esta tecnologia, e introduzindo o sistema de medição fasorial que está sendo implementado no Brasil, percorrendo sua evolução até os dias atuais.

No Capítulo 4 é apresentada a formulação do problema de estimação de estados em conjunto com a medição fasorial sincronizada, descrevendo sua origem e desenvolvimento. Ainda, são descritas as técnicas de fusão de dados, utilizadas neste trabalho para combinar as medidas convencionais com as medidas fasoriais.

No Capítulo 5 são apresentadas e discutidas as simulações e os resultados obtidos pela aplicação do método de fusão de estimativas a partir de duas classes distintas de medidas. Foram utilizados três sistemas-teste: IEEE 14 barras, Sistema Sul 32 Barras e Sistema Paraná (PR) 141 Barras. São apresentadas as métricas utilizadas para a avaliação dos resultados obtidos e discutidos os benefícios e dificuldades apresentadas pelo método desenvolvido. Os estudos de caso considerados contemplam tanto situações de interesse teórico quanto situações

que se aproximam da realidade da aplicação.

Por fim, o Capítulo 6 é dedicado às conclusões gerais e às contribuições desta monografia. Os dados de todos os sistemas-teste utilizados, são reunidos em um anexo a este documento.

## 2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

### 2.1 Introdução

A Estimação de Estados em Sistemas de Potência (EESP) é a ferramenta que processa as medidas realizadas em tempo real em uma rede elétrica e gera um banco de dados confiável do sistema para dar suporte à operação e às decisões dos EMS [8].

O estimador de estados recebe telemidas digitais e analógicas obtidas pelo sistema SCADA a intervalos de tempo restritos, processando-as conjuntamente com dados relativos à topologia e aos parâmetros elétricos de linhas de transmissão e de transformadores. Os parâmetros elétricos e topológicos são obtidos a partir de um banco de dados estático e do configurador de redes. O resultado do estimador de estados são os fasores das tensões complexas em todas as barras e, a partir deles, é possível se calcular as demais variáveis elétricas de interesse, como fluxos de potência, corrente nos ramos, injeções de potência, etc. Adicionalmente, é possível identificar erros grosseiros (analógicos ou digitais) e determinar variáveis elétricas não monitoradas [9].

### 2.2 Origem e Desenvolvimento

A Estimação de Estados em Sistemas de Potência surgiu na década de 70 a partir do trabalho de Fred Schweppe [10–12], e se estabeleceu ao longo dos anos como ferramenta capaz de contornar as dificuldades de identificar erros de medição e fornecer um modelo estático confiável.

A partir de um modelo de medição que considera erros independentes e modelados como variáveis aleatórias de média zero e variância conhecida, Schweppe [10] definiu uma formulação de mínimos quadrados para obtenção das variáveis de estados, cuja função objetivo é a soma ponderada (pela matriz inversa da covariância das medidas) dos quadrados dos resíduos de estimação. Este método é conhecido como Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) e tornou-se a ferramenta mais utilizada para a estimação de estados em sistemas elétricos de potência [13].

Em 1972, Gentleman [14] apresentou uma alternativa para resolver os problemas numéricos até então enfrentados por aplicações gerais

do método de mínimos quadrados. Sua proposta consistia de um método ortogonal para solução desta classe de problemas através de Rotações de Givens sem Raízes Quadradas. O método baseado na fusão de estimativas apresentou significativa redução no número de operações matemáticas realizadas promovendo um menor custo computacional e uma maior qualidade na solução de problemas de mínimos quadrados ponderados de grande porte envolvendo matrizes esparsas.

Em 1981, Simões Costa e Quintana [15] propuseram a solução da estimação de estados através de rotações rápidas de Givens propostas inicialmente por Gentleman [14], baseada no processamento sequencial das linhas da matriz Jacobiana. Em função das características dos métodos ortogonais, a solução proposta garantia estabilidade numérica da solução e facilidade no tratamento de problemas associados à esparsidade da matriz Jacobiana. O processamento sequencial também trouxe benefícios para identificação e processamento de erros grosseiros, bem como a aplicação de métodos de análise de observabilidade numérica.

Com a consequente evolução nos estudos da estimação de estados nas décadas seguintes, pode-se afirmar que Monticelli [16] e Abur e Exposito [8] consolidaram o equacionamento matemático dos métodos propostos, inclusive para métodos de análise topológica da rede, análise de observabilidade, processamento de erros grosseiros, estimação de parâmetros de rede, solução de problemas de robustez, entre outros.

Estes trabalhos, em conjunto com o artigo publicado por Monticelli [17], no qual apresentou uma discussão sobre o estado da arte do tema até o ano 2000, constituem referencial fundamental do tema da estimação estática de estados em sistemas elétricos de potência.

### **2.3 Formulação Matemática**

Considerando que um sistema elétrico seja composto por  $N$  barras, as variáveis de estado, definidas neste trabalho pelo módulo das tensões nodais ( $N$  elementos), e pelo ângulo de fase das tensões nodais excluindo a barra de referência ( $N - 1$  elementos), compõe o vetor de estados  $\mathbf{x}$  utilizado neste estudo. Ao ângulo de referência é atribuído um valor arbitrário, geralmente 0 radianos.

Desta forma, o vetor de estados deste sistema é formado pelo módulo e ângulo da tensão complexa em todas as  $N$  barras do sistema, desconsiderando o ângulo da barra de referência. O número de variáveis de estado do sistema é dado por (2.1):



$$n = 2N - 1 \quad (2.1)$$

Define-se o *índice de redundância global*, simbolizado por  $\rho$ , a variável que expressa a relação entre o número de medidas que compõem o plano de medição e o número de estados, utilizado para quantificar a informação disponível ao estimador de estados:

$$\rho = \frac{m}{n} = \frac{m}{2N - 1} \quad (2.2)$$

Uma condição necessária, porém não suficiente para que o problema de estimação de estados tenha solução é que  $\rho \geq 1$ . Isto significa que o número de medidas deve ser sempre maior ou pelo menos igual ao número de estados do sistema. Os planos de medição com redundância próxima a 1 ficam mais vulneráveis a erros grosseiros e consequentes medidas de baixa qualidade, o que pode comprometer a qualidade dos estados estimados. Portanto, a redundância não é uma característica apenas do sistema, mas sobretudo de um determinado plano de medição associado a ele.

Assim, o *plano de medição* é definido como o conjunto de todas as medidas disponíveis associadas ao sistema elétrico monitorado. Essas medidas estão sujeitas a ruídos nos vários níveis de processamento a que são submetidas, desde o início da sua medição até o seu processamento aos centros de supervisão. Sendo assim, deve-se levar em conta que as medidas estão sujeitas a erros de natureza aleatória, que devem ser considerados nos algoritmos de estimação de estados.

Supondo que a barra 1 é adotada como a referência angular, o vetor de estados é ordenado da seguinte forma:

$$x^T = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_N, V_1, V_2, \dots, V_N] \quad (2.3)$$

Considere que a partir de um plano de medição dado, formado por  $m$  medidas, sendo  $z_0$  definido como os valores “verdadeiros”. As medidas, contaminadas por erros aleatórios, podem ser definidas pelo modelo de medição a seguir [8]:

$$z = z_0 + \eta \quad (2.4)$$

onde:

$z$  é o vetor de medidas, com dimensão  $m \times 1$ ;

$z_0$  é o vetor com os valores verdadeiros, porém desconhecidos, associados às medidas  $z$ , de dimensão  $m \times 1$ ;

$\eta$  é vetor com os erros associados à medição, de dimensão  $m \times 1$ .

Os erros de medição  $\boldsymbol{\eta}$  são de natureza aleatória, e se considera que em condições normais apresentam distribuição Gaussiana Normal com média zero, podendo-se dizer [8]:

$$E\{\eta_i\} = 0, i = 1, \dots, m \quad (2.5)$$

sendo  $E(\eta)$  o operador Valor Esperado.

Supõe-se ainda que os erros associados a medidores distintos são não-correlacionados, ou seja:

$$Cov\{\eta_i, \eta_j\} = 0, i, j = 1, \dots, m \quad (2.6)$$

onde  $Cov(\eta_i, \eta_j)$  é o operador Covariância. Desta forma, define-se a matriz de covariância dos erros de medição, representada por  $\mathbf{R}$ , como uma matriz diagonal, conforme a Equação (2.7) [8]:

$$\mathbf{R} = Cov\{\boldsymbol{\eta}\} = E\{\boldsymbol{\eta} \cdot \boldsymbol{\eta}^T\} = diag\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (2.7)$$

onde  $\sigma_i^2$  é a variância da  $i$ -ésima medida.

Pode-se ainda considerar que os estados são relacionados às quantidades medidas de acordo com a Equação (2.8):

$$\mathbf{z}_0 = \mathbf{h}(\mathbf{x}_v) \quad (2.8)$$

onde:

$\mathbf{x}_v$  é o vetor com os estados “verdadeiros” do sistema, de dimensão  $n \times 1$ ;

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$  é o vetor com as funções não lineares que relacionam as quantidades medidas aos estados da rede elétrica, de dimensão  $m \times 1$ .

Assim, retomando a Equação (2.8) e substituindo na Equação (2.4), pode-se obter a relação entre as medidas e os estados da rede, descrita pelo seguinte modelo de medição [8]:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(x_v) + \boldsymbol{\eta} \quad (2.9)$$

Desta forma, a estimação de estados pode ser modelada como um problema de otimização para encontrar uma estimativa que mais se aproxime do vetor de estados  $\mathbf{x}_v$ , tendo por base a minimização de algum critério predefinido. O critério escolhido para este trabalho é o dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP), reconhecidamente o mais utilizado por concessionárias e operadores da indústria de energia

elétrica [18].

### 2.3.1 Formulação por Mínimos Quadrados Ponderados

O método dos Mínimos Quadrados Ponderados se vale de uma estimativa  $\hat{\mathbf{x}}$  para os estados, que resulte na menor Soma Ponderada do Quadrado dos Resíduos (SPQR). O resíduo de uma medida é dado pela diferença entre o valor medido e o valor calculado a partir dos estados estimados:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) \quad (2.10)$$

definido como vetor dos resíduos de estimação.

Considerando que o grau de incerteza de uma medida está ligado ao peso associado ao resíduo de estimação, podemos definir a SPQR como [15]:

$$SPQR = \sum_{i=1}^m R_{ii}^{-1} [z_i - h_i(\hat{\mathbf{x}})]^2 \quad (2.11)$$

onde  $R_{ii}$  são os elementos da diagonal da matriz de covariância dos erros de medição  $\mathbf{R}$ .

Escrevendo a equação 2.11 na forma matricial, descreve-se o problema de otimização do MPQ:

$$\min_{\hat{\mathbf{x}}} J(\hat{\mathbf{x}}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]^t \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] \quad (2.12)$$

O Problema (2.11) define a função objetivo  $\mathbf{J}(\mathbf{x})$  (*ver Anexo A*) cuja variável de otimização é  $\hat{\mathbf{x}}$ . Assim, deseja-se minimizar o índice representado por SPQR, ponderados pelos inversos das variâncias dos erros de medição. A utilização da inversa da matriz  $\mathbf{R}$  faz com que as medidas de menor variância recebam maior ponderação do que aquelas que apresentam maiores incertezas, e portanto aquelas terão maior influência na solução da estimação de estados.

A ponderação das medidas é de extrema importância para a resolução do problema, pois, através dela, poderão ser diferenciadas as diversas classes de medidas [19]. Esta ponderação basicamente indica que quanto maior a incerteza com relação à quantidade medida, menor o seu peso, ou seja, menor será a importância daquela medida no resultado final.

## 2.4 Método de Solução

Existe uma série de alternativas para resolver o problema da estimação de estados (Equação 2.11), das quais podemos citar:

- Método da Equação Normal
- Método Ortogonal Baseado nas Rotações de Givens
- Método da Matriz Aumentada
- Métodos Desacoplados
- Métodos Híbridos

Neste trabalho, o método de especial importância será o Método da Equação Normal, que será apresentado a seguir.

### 2.4.1 Método da Equação Normal

Nesta seção apresenta-se a resolução do problema de mínimos quadrados ponderados através do método clássico, que se baseia na solução da chamada Equação Normal de Gauss. Este modelo foi o primeiro a ser utilizado na resolução deste problema, e continua válido como um método de solução para a EESP [9].

Em sua formulação básica, o Método da Equação Normal utiliza-se apenas de dados provenientes das telemedições realizadas na rede. A ponderação de cada telemedida é definida como sendo o inverso da variância dos erros da medição a ela associado. Assim pode-se realizar a modelagem matemática deste método a partir do Método dos Mínimos Quadrados Ponderados.

A condição de otimalidade para o problema representado pela Equação (2.12) é expressa por [18]

$$\left. \frac{\partial \mathbf{J}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}} = 0 \rightarrow \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})] = 0 \quad (2.13)$$

onde  $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \left. \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}}$  é a matriz Jacobiana das funções não lineares do vetor  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , calculado no ponto representado pelo vetor de estados estimados  $\hat{\mathbf{x}}$ .

A Equação (2.12) não envolve restrições, porém a resolução deste problema de mínimos quadrados ponderados apresenta certo grau de

dificuldade. O índice a ser otimizado é uma função quadrática, expressa em termos de um vetor de equações não lineares, relacionando os estados às quantidades medidas. Além disso, a equação (2.13), que representa a condição de otimalidade, não tem solução fechada e, portanto, precisa de um método iterativo para sua resolução. Diversos métodos numéricos poderiam resolver este problema, porém a natureza quadrática da função objetivo e ausência de restrições tornam este problema apropriado para resolver pelo método de Newton.

## 2.4.2 Método de Newton

A aplicação de métodos iterativos para obter a solução do problema de otimização não linear descrito pela equação (2.12), requer que a estimativa corrente do vetor de estados seja atualizada com correções sucessivas dadas por:

$$\hat{\mathbf{x}}^{k+1} = \hat{\mathbf{x}}^k + \Delta \mathbf{x} \quad (2.14)$$

Para determinação do passo incremental  $\Delta \mathbf{x}$  da equação (2.14), considere-se inicialmente a linearização das equações  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  em torno do ponto  $\hat{\mathbf{x}}^k$ , e ao longo da direção  $(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}^k)$ , como a equação (2.15):

$$\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k + \Delta \mathbf{x}) \approx \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k) + \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k)(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}^k) \quad (2.15)$$

A substituição desta expressão na equação não linear  $\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \eta$  fornece:

$$\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}^k) = \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k)(\mathbf{x} - \hat{\mathbf{x}}^k) + \eta \quad (2.16)$$

A equação (2.16) representa o modelo de medição linearizado, que na forma compacta é dada por (2.17):

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{z} &= \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \Delta \mathbf{x} + \eta; \\ E(\eta) &= 0; \\ E(\eta \cdot \eta^t) &= \mathbf{R} \end{aligned} \quad (2.17)$$

onde  $\Delta \mathbf{z}$  é o vetor dos resíduos de medição e  $\Delta \mathbf{x}$  é o vetor incremental de estados.

Assim, a função objetivo do problema de Mínimos Quadrados Ponderados considerando o modelo linearizado é dada por:

$$J(\Delta \mathbf{x}) = [\Delta \mathbf{z} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \Delta \mathbf{x}]^t \mathbf{R}^{-1} [\Delta \mathbf{z} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \Delta \mathbf{x}] \quad (2.18)$$

e a sua condição de otimalidade é dada por:

$$\left. \frac{\partial J}{\partial \Delta \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}^k} = 0 \rightarrow \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{R}^{-1} [\Delta \mathbf{z} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \Delta \mathbf{x}] = 0 \quad (2.19)$$

que também pode ser expressa da seguinte forma:

$$[\mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k)] \Delta \mathbf{x} = \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z} \quad (2.20)$$

A expressão (2.20) é chamada de Equação Normal de Gauss e representa o sistema linear a ser resolvido a cada iteração para a determinação do incremento do vetor de estados  $\Delta \mathbf{x}$ . Trata-se então de uma equação matricial, cuja matriz de coeficientes é frequentemente designada como Matriz Ganho [16], representada por:

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^k) = \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{x}}^k) \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^k) \quad (2.21)$$

sendo assim uma matriz esparsa, simétrica e positiva definida, desde que o sistema seja observável.

Devido à sua esparsidade, podem ser utilizadas técnicas de cálculo e armazenamento compacto de modo a elevar a eficiência computacional e reduzir o consumo de memória [20].

Ainda, a matriz Ganho será usada neste trabalho durante o processo de fusão para se realizar a ponderação de cada classe de medida. Por se tratar de um subproduto do método da equação Normal, a implementação do módulo de fusão é facilitada.

Um outro conceito fundamental no contexto deste trabalho é a “matriz de covariância dos erros de estimação”, que é representada como:

$$\mathbf{P}_{cov} = E \{ (\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x})(\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x})^T \} \quad (2.22)$$

A relevância desta matriz reside no fato de que seus elementos diagonais representam as variâncias dos erros de estimação para as variáveis de estado, isto é, medem o espalhamento destes erros com relação à média. Evidentemente, baixos valores de variância são desejáveis, e portanto a matriz  $\mathbf{P}_{cov}$  fornece um instrumento para se avaliar a qualidade das estimativas obtidas pelo método dos mínimos quadrados ponderados [9]. Dada uma matriz Jacobiana  $\mathbf{H}$  associada a um deter-

minado plano de medição, e uma matriz de covariância dos erros de medição  $\mathbf{R}$ , mostra-se que  $\mathbf{P}_{\text{cov}}$  pode ser calculado como:

$$\mathbf{P}_{\text{cov}} = (\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H})^{-1} \quad (2.23)$$

Comparando (2.23) com (2.21), conclui-se portanto que

$$\mathbf{P}_{\text{cov}} = \mathbf{G}^{-1} \quad (2.24)$$

ou seja, a matriz de covariância dos erros de estimação é a inversa da matriz ganho calculada na solução do problema de estimação de estados. Este resultado será utilizado no Capítulo 5, ao se discutir os resultados obtidos nas simulações realizadas.

É válido ressaltar que a correção  $\Delta \mathbf{x}$  da equação (2.20) também pode ser determinada através do método de Gauss-Newton. Isto pode ser provado matematicamente expandindo a função  $\mathbf{J}(\mathbf{x})$  da equação (2.12) em uma série de Taylor [18], chegando na mesma expressão obtida a partir do modelo de medição linearizado.

Por fim, o processo iterativo para solução da equação normal de Gauss é iniciado a partir de uma estimativa inicial  $\hat{\mathbf{x}}^0$ . A cada iteração, os incrementos nas variáveis de estado  $\Delta \hat{\mathbf{x}}$  são obtidos resolvendo-se a equação (2.20) utilizando métodos apropriados de fatoração, sendo que um dos mais utilizados é o método de Cholesky [8], através do qual a matriz  $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})$  é decomposta em:

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{L}\mathbf{L}^T \quad (2.25)$$

onde  $\mathbf{L}$  é uma matriz triangular inferior de dimensão  $(n \times n)$ . A Equação (2.20) pode então ser resolvida utilizando (2.25) e aplicando técnicas de substituição direta e inversa [8]. A atualização do vetor de estados é obtida através da relação iterativa representada na Equação (2.14), até que o critério  $\max |\Delta \hat{\mathbf{x}}_k| \leq \epsilon$  seja satisfeito, onde  $\epsilon$  é uma tolerância pré estabelecida.

## 2.5 Informações a Priori na Estimação

Normalmente existe algum conhecimento prévio sobre os estados antes que o estimador seja executado. Este conjunto de dados é conhecido como informação *a priori* e pode ser proveniente de resultado de estimação em instantes anteriores, estimadores locais, fluxo de potência, etc. A informação a priori é processada pelo estimador de estados como um tipo especial de medida, afetando a estimativa final

exatamente do mesmo modo que o conjunto de dados tradicional [53].

Quando informações *a priori* são incluídas na estimação de estados, deve-se modificar o problema de MQP de modo que as mesmas sejam consideradas. Nesta situação, é adicionada à função objetivo original uma outra parcela, que busca minimizar também o desvio do vetor de estados estimados  $\hat{\mathbf{x}}$  em relação ao vetor das informações *a priori*. Disto resulta uma nova função objetivo contemplando essas duas parcelas [21, 22]:

$$\min_{\hat{\mathbf{x}}} J(\hat{\mathbf{x}}) = [\mathbf{z} - h(\hat{\mathbf{x}})]^t \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - h(\hat{\mathbf{x}})] + [\hat{\mathbf{x}} - \bar{\mathbf{x}}]^t \mathbf{P}^{-1} [\hat{\mathbf{x}} - \bar{\mathbf{x}}] \quad (2.26)$$

onde  $\bar{\mathbf{x}}$  é o vetor de informações *a priori* e  $\mathbf{P}$  sua respectiva matriz de covariância. Esta matriz é composta pela variância associada a  $\bar{x}_i$ . Portanto, a medida que os valores de variância aumentam, menor será a influência das informações *a priori* no resultado final.

Neste trabalho serão utilizados dois planos de medição um para cada classe de medida, e devido a restrições no número de medidas para a classe de medidas fasoriais, em alguns casos a observabilidade não será garantida. Para contornar este problema, serão utilizadas as informações *a priori* [9, 19].

## 2.6 Conclusão

O objetivo deste capítulo foi introduzir a estimação de estados em sistemas de potência. Foram apresentadas as características e aplicações dos estimadores de estado. Para melhor caracterizá-los, foi apresentada a modelagem matemática do método dos mínimos quadrados ponderados, e a formulação do problema de otimização desenvolvido a partir deste método. Discute-se também a matriz Ganho e a matriz Covariância, que são produtos do Método de Newton para resolver o problema de otimização do MPQ. Por fim, as informações *a priori* são apresentadas, sendo importantes para este estudo, visto que a observabilidade não será sempre garantida nas simulações realizadas.

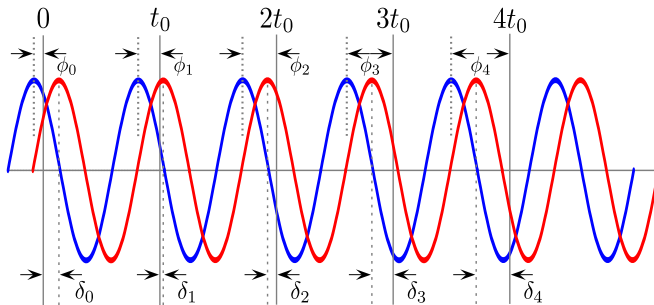


### 3 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCROINIZADA

#### 3.1 Introdução

O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMSF) é um desenvolvimento recente que foi possível devido a evolução da indústria eletrônica e dos sistemas microprocessados [20]. A utilização desta tecnologia prenuncia mudanças significativas na supervisão e controle de sistemas elétricos de potência. As Medidas Fasoriais Sincronizadas (MFS) são basicamente fasores de tensão e corrente obtidos em pontos geograficamente distantes entre si utilizando-se uma mesma referência de tempo. Esta é uma tarefa não-trivial, pois envolve grandes distâncias e uma alta precisão temporal [23].

Supondo duas subestações geograficamente distantes, com uma amostragem de um sinal independente, a ideia principal dos SMFS, é que, a partir da sincronização dos pulsos de amostragem nas duas subestações, os fasores obtidos a partir deles estarão na mesma referência angular, conforme indicado na Figura 3.1 [20].



**Figura 3.1** – Amostragem de um sinal senoidal.

O fasor é definido como uma representação vetorial no plano complexo de um sinal elétrico puramente senoidal, caracterizado por magnitude e fase. São normalmente associados a uma única frequência, sendo mais frequentemente utilizados para análises em regime permanente. A representação fasorial de grandezas elétricas, além de ser mais intuitiva, facilita a análise de circuitos elétricos de corrente alternada.

### 3.2 Representação Fasorial de um Sinal

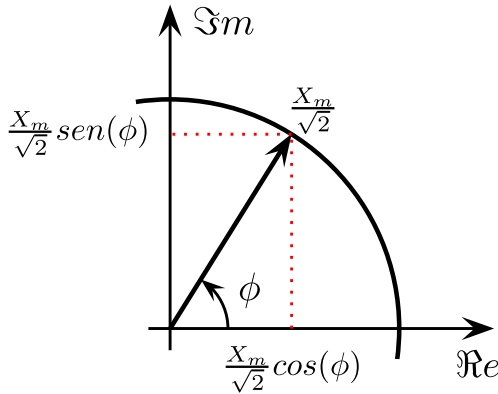
O valor instantâneo de uma grandeza elétrica em um sistema de corrente alternada pode ser escrito conforme a Equação 3.1.

$$x(t) = X_M \cos(\omega.t + \phi) \quad (3.1)$$

onde  $X_M$  é a magnitude da medida,  $\omega$  é a frequência em  $\text{rad/s}$  e  $\phi$  é o ângulo de fase.

Sendo  $x_{rms} = X_M/\sqrt{2}$  o valor eficaz (*rms*) deste sinal, a Equação (3.1) pode ser reescrita na forma fasorial como:

$$x(t) \Longleftrightarrow \dot{x} = X_{rms}(\cos\phi + j\sin\phi) = X_{rms}e^{j\phi} \quad (3.2)$$



**Figura 3.2** – Representação fasorial.

Portanto, o fasor pode ser representado graficamente por um vetor com módulo e ângulo de fase, conforme a Figura (3.2). Esta representação é válida apenas para o caso em que o sinal observado for uma senóide pura. Na prática, observa-se que os sinais elétricos estão, na maioria das vezes, contaminados por ruídos que os deturpam, sendo dessa forma necessário filtrá-los, extraindo apenas a componente fundamental do sinal desejado [18].

Esta filtragem pode ser feita utilizando a Transformada Discreta de Fourier (DFT, da sigla em Inglês *Discrete Fourier Transform*) [24]. Esta transformação pode ser modelada matematicamente da seguinte forma [24]:

$$x(t) = a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \sin(2\pi k f_0 t) = \left( \sqrt{a_k^2 + b_k^2} \right) \cos(2\pi k f t + \phi) \quad (3.3)$$

onde  $\phi = \arctan\left(\frac{-b_k}{a_k}\right)$ . Então, a representação fasorial deste sinal é dada por:

$$\dot{X}_k = \frac{\sqrt{a_k^2 + b_k^2}}{\sqrt{2}} e^{j\phi} \quad (3.4)$$

que pode ser reescrito como:

$$\dot{X}_k = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_k - j b_k) \quad (3.5)$$

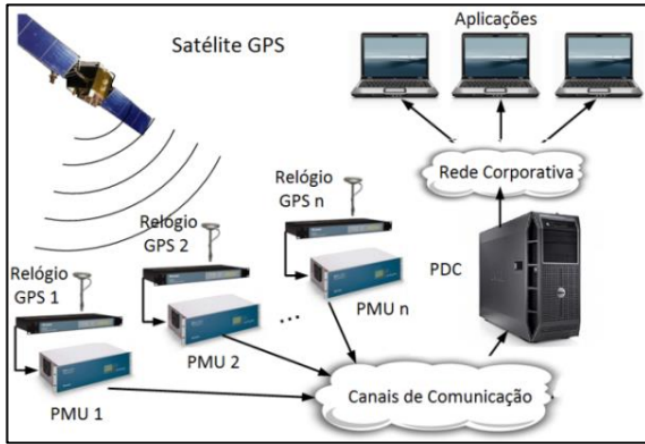
Expandindo esta equação para um conjunto de  $N$  amostras do sinal  $x(t)$ , obtidas com um período de amostragem  $\Delta T$ , e utilizando a relação entre as componentes da série de Fourier com a transformada Discreta de Fourier, a Equação 3.6 pode ser reescrita como [24].

$$\dot{X}_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=1}^N x(n\Delta T) e^{-\frac{j2\pi k n}{N}} \quad (3.6)$$

Esta equação propõe a representação fasorial da  $k$ -ésima harmônica do sinal  $x(t)$  a partir de um conjunto de  $N$  amostras de amplitude  $x(n\Delta T)$ ,  $n = 1, \dots, N$ , mesmo quando outras componentes harmônicas estiverem presentes [23]. Caso o sinal  $x(t)$  não esteja na frequência fundamental, o fasor  $X_k$  apresentará um erro de magnitude e fase com relação ao sinal original. Entretanto, este erro pode ser utilizado para determinar a correta magnitude do sinal  $x(t)$  [23].

### 3.3 Elementos de um Sistema de Medição Fasorial

Os Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF) são compostos basicamente por PMUs, que são sincronizadas no tempo por um sinal de alta precisão, conectadas a um concentrador de dados (Phasor Data Concentrator - PDC), através de canais de comunicação. Tais sistemas podem operar com taxas de medição de até 60 sincrofases por segundo, bem superiores às taxas utilizadas pelo sistema SCADA. A figura 3.3 [25] representa uma estrutura básica de um sistema de medição sincronizada fasorial.



**Figura 3.3** – Estrutura básica de um SMSF.

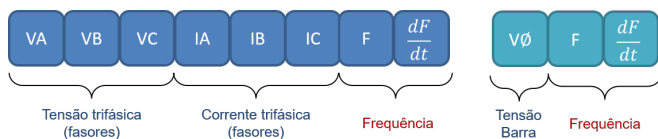
Os elementos constituintes de um SMSF são:

- **Unidade de Medição Fasorial (PMU):** A PMU é responsável pela aquisição das tensões e correntes das barras do sistema, processamento dos dados amostrados e cálculo dos fasores. É composta basicamente por um sistema de aquisição de dados e por um microprocessador que realiza os cálculos dos fasores. Cada PMU deve estar acoplada a um equipamento receptor de sinal GPS, o qual fornece sua sincronização temporal.
- **Concentrador de Dados Fasoriais (PDC):** Trata-se de um equipamento que possui a função de coletar, concentrar, correlacionar e sincronizar os dados de diferentes PMUs e outros PDCs. Além disso, o PDC é responsável pela disponibilização dos dados para aplicações em tempo real e off-line que fazem uso deles.
- **Canais de Comunicação:** meio utilizado para transmitir os dados desde as PMUs até o PDC, os tipos mais utilizados são Internet (VPN), PLC, fibras ópticas ou redes sem fio (wireless). O protocolo de conexão mais indicado para sistemas de tempo real é o UDP/IP.

### 3.4 Sistema de Medição Fasorial no Brasil

No Sistema Elétrico Brasileiro, está previsto nos Procedimentos de Rede [5] que os dados devem ser transportados por meio dos protocolos de comunicação UDP/IP ou TCP/IP codificados de acordo com a norma IEEE [26]. O sistema prevê uma única rede de dados, englobando todos os agentes que enviarão espontaneamente e em caráter contínuo as informações de suas PMU até dois pontos de concentração de dados do ONS, localizados no Rio de Janeiro e em Brasília. Ainda neste submódulo, está especificado que as PMUs deverão ser configuradas como tipo M (medição), e precisam atender certos critérios para serem instaladas no SIN [5]:

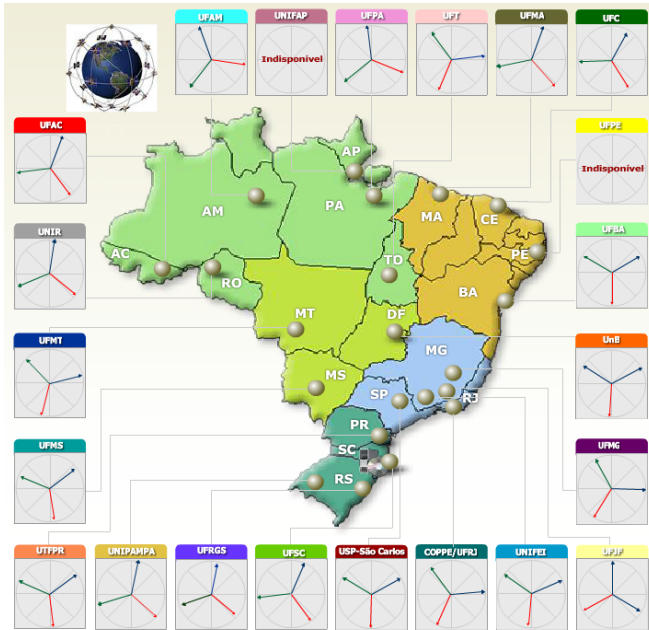
- Medição de tensão, módulo e ângulo das 3 fases de todos os terminais de linha de transmissão indicados pelo ONS e pertencentes à Rede de Operação. A medição de frequência e taxa de variação de frequência deverá se dar para apenas uma das fases, devendo ser escolhida a mesma fase que tem medição na barra da subestação da saída da linha de transmissão monitorada;
- Medição de módulo e ângulo das 3 fases das correntes de todos os terminais de linha de transmissão indicados pelo ONS e pertencentes à Rede de Operação. Para cálculo dos sincrofasores de corrente, as PMU deverão utilizar os sinais disponibilizados pelos enrolamentos dos TC do Sistema de Proteção;
- Medição de módulo, ângulo, frequência e taxa de variação de frequência da fase da tensão da seção de barra onde o terminal de linha de transmissão se conecta, conforme Figura 3.4.



**Figura 3.4** – Medidas adquiridas pelas PMUs [5].

No Brasil, foi implementado o projeto MedFasee na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), que tem como objetivos principais a pesquisa, o desenvolvimento e a difusão da tecnologia de medição fasorial sincronizada e suas aplicações [27]. O SMSF MedFasee BT,

que pode ser observado na Figura 3.5, conta atualmente com 23 PMUs, instaladas em diversas universidades federais, 22 delas monitorando o SIN e uma delas instalada em um sistema isolado no estado de Roraima, sendo os dados enviados pela internet [28].



**Figura 3.5** – Projeto MedFasee - Monitoração do SIN [28].

### 3.4.1 Projeto SMFS do ONS

Os estudos para implementação do SMFS no SIN tiveram início em 2005, acompanhando a evolução da norma IEEE C37.118 onde foram apresentados requisitos de desempenho e exatidão da medição fasorial. Entre os anos de 2006 e 2008, o ONS iniciou o projeto ESTAL - Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional, para estudo da utilização de sincrofases para aplicações em tempo real [29–32].

Em 2011, com o objetivo de melhorar a confiabilidade e a segurança da operação do SIN, o Operador iniciou uma parceria em conjunto com a UFSC e seu projeto MedFasee, avançando os estudos com a utilização de sincrofases de 23 PMUs instaladas na baixa tensão [33],

assim como 78 medições fasoriais instaladas na alta tensão de diversos agentes de transmissão [3]. Este projeto piloto foi um ganho de escala para as equipes de estudos elétricos do ONS, uma vez que se tornou possível um aprofundamento da tecnologia no dia-a-dia da operação do SIN.

**Tabela 3.1** – A esquerda: evolução do Projeto SMFS do ONS. A direita: evolução da Norma IEEE [3].

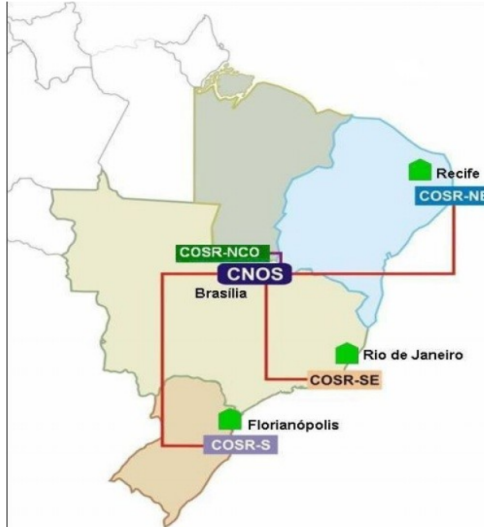
Evolução do Projeto SMFS		Evolução da Norma		
Ano	Atividade	Ano	Codificação	Resumo
2005	Estudos técnicos para localização das PMUs	1991	IEEE Std C37.111	Especificações Arquivo Comtrade
2006-07	Elaboração da Especificação Técnica do SMSF	1995	IEEE Std 1344	Primeira Emissão: especificações exclusivas medição sincronizada
2008	Estudos técnicos para aplicação da tecnologia de sincrofasores para suporte à decisão em tempo real	2001	IEEE Std 1344 Rev.2001	Revisão da Norma
2009	Processo de certificação de PMU	2005	IEEE C37.118	Evolução da Norma: Requisitos de desempenho, exatidão da medição e introdução do conceito de TVE
2011	Parceria com a UFSC	2011	IEEE Std C37.118.1	Requisitos de medição para o fasor incluindo frequência e taxa de variação de frequência. Duas classes distintas: M (Medição) e P (Proteção)
2012	Início das tratativas com o MME para o financiamento dos Concentradores de Dados Fasoriais do ONS	2011	IEEE Std C37.118.2	Requisitos de Transferência de Dados
2012-13	Avaliação por meio de implementação de Pilotos de Sistemas de Concentração de Dados Fasoriais (PDC) e suas aplicações para sincrofasores	2013	IEEE Std C37.244	Guia para os requerimento do PDC (Tratamento e processamentode dados)
2013	Especificação Técnica de Requisitos de Telecomunicações para a Rede de Dados Sincrofasoriais	2013	IEEE Std C37.242	Guia para comissionamento, informação sobre sincronização, calibração, teste e instalação PMUs
2015-16	Análise das Propostas dos Proponentes	2014	IEEE Std C37.118	Revisão da Norma: relaxamento em relação a alguns ensaios dinâmicos e em regime permanente
2017	Anúncio do Vencedor do Certame e Início do Projeto PMU pelo ONS	2016	IEEE 60255-118-1: Synchrophasor for power systems	Início da Elaboração da Norma duplo logo IEEE pela IEC na versão CD

A partir de 2012, iniciou-se o pleito de um novo financiamento junto ao Banco Mundial - Projeto META, para aquisição de toda a infraestrutura de hardware e software para implementação do SMSF no ONS [34]. Em paralelo, consolidou-se a Especificação Técnica de Requisitos de Telecomunicações para a Rede de Dados Sincrofasoriais [1]. Entre os anos de 2015 e 2016, foram avaliadas as propostas dos proponentes a vender a tecnologia. Por fim, em 2017, foi anunciado o vencedor do processo certame como a GE Grid Solutions, dando início ao projeto PMU iniciado pelo ONS [3]. A tabela 3.1 propõe um resumo da evolução do Projeto SMFS em paralelo com a evolução da Norma IEEE para os sincrofasores.

Ainda, o Operador Nacional vem trabalhando em conjunto com os agentes de transmissão na integração da rede de PMUs. Com a conclusão do projeto, pretende-se utilizar as informações obtidas para auxílio da operação em tempo real nos seus Centros de Operação [3].

Assim, a implementação do Sistema de Medição Fasorial no SIN

é um projeto do ONS que prevê a instalação inicial de PMUs em 31 subestações da Rede Básica ( $\geq 230$  kV), estrategicamente identificadas no SIN, com concentradores de dados localizados nos Centros de Operação Regionais (COSR) do ONS:



**Figura 3.6** – Localização dos concentrados do SMFS do Brasil [35].

- 01 Concentrador de dados central primário: atua em nível nacional, localizado no CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema), em Brasília;
- 01 Concentrador de Dados Central Secundário: atua no nível nacional como backup e fica localizado no Rio de Janeiro;
- 04 Concentradores de dados centrais regionais que atuam no nível regional, localizados nos COSR (Centros de Operações Regionais), conforme a Figura 3.6 [35]:
  - COSR-NE em Recife;
  - COSR-NCO em Brasília;
  - COSR-SE no Rio de Janeiro;
  - COSR-S em Florianópolis.



Os dados serão coletados pelos Agentes do SIN e enviados para os concentradores centrais, através de uma rede privada e disponibilizada para o ONS. As figuras 3.7 e 3.8 [35] representam, respectivamente, as subestações que estão sendo instaladas as PMUs, e sua localização no Brasil.

Área Rio de Janeiro	Área Norte	Sistema 765 kV / Link DC
Angra 500 kV	Imperatriz 500 kV	Foz do Iguaçu 765 kV
Cach. Paulista 500 kV	Manaus 500 kV	Ibiúna 500 kV
	P. Dutra 500 kV	Itaberá 765 kV
	Tucuruí 500 kV	Ivaiporã 765 kV
		Tijuco Preto 765 kV
Área Sul	Área Mato Grosso	Área SP
Areia 525 kV	Jauru 230 kV	Água Vermelha 440 kV
Bateias 525 kV		Bauru 440 kV
Campos Novos 525 kV	Área Acre/Rondônia	Cabreúva 440 kV
Itá 525 kV	Porto Velho 230 kV	Ilha Solteira 440 kV
Ivaiporã 525 kV	Samuel 230 kV	
Nova Santa Rita 525kV	Área Nordeste	Interligação Norte-Sudeste
	Fortaleza 500 kV	Colinas 500 kV
Área Minas Gerais	Paulo Afonso 500 kV	Serra da Mesa 500 kV
Itumbiara 500 kV		
Jaguara 500 kV		
Ouro Preto 345 kV		

**Figura 3.7** – Localização das PMUs nas subestações [35].

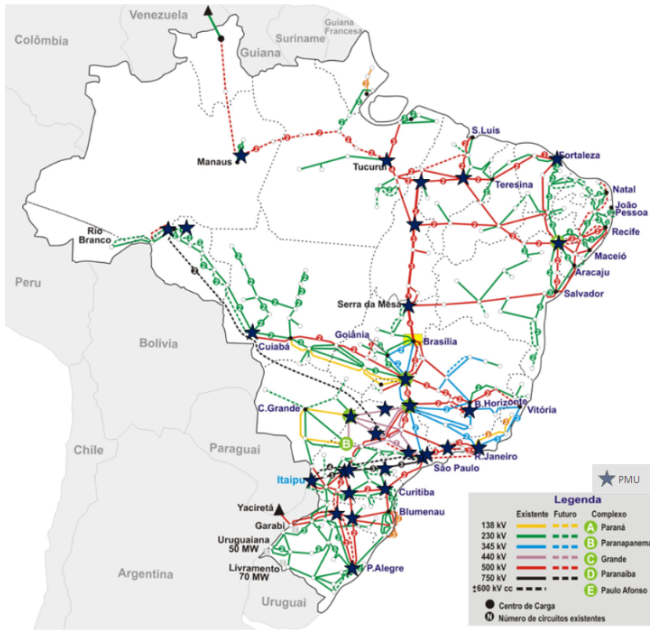
Conforme critério do ONS, serão instaladas PMUs em todos os terminais das Linhas de Transmissão (LTs) presentes nas Subestações (SEs) listadas, no nível de tensão indicado. Inicialmente, serão 181 PMUs em um total de 31 subestações para Análise Dinâmica do SIN, com projeções para monitoramento de 102 SEs em 2020

O objetivo do sistema nacional é o de permitir que a análise do comportamento dinâmico do Sistema Interligado Nacional determine as causas de distúrbios eletromecânicos, adquira dados para reajuste das unidades de controle dos geradores, identifique novos procedimentos operacionais necessários para os novos Sistemas de Proteção Especial e valide os modelos dinâmicos.

Ainda, o ONS visa disponibilizar ferramentas de apoio à tomada de decisão na operação em tempo real que façam uso da medição sincronizada. Isto será realizado através da inclusão de fasores nos sistemas EMS/SCADA, aperfeiçoamento do estimador de estado e desenvolvimento de aplicativos específicos [3].

Para fins de estudo deste trabalho, será utilizado como base as subestações da região Sul do Brasil:

- Areia 525kV
- Bateias 525kV



**Figura 3.8** – Localização das PMUs no SIN [35].

- Campos Novos 525kV
- Itá 525kV
- Ivaiporã 525kV
- Nova Santa Rita 525kV

Por fim, vale reforçar que o Projeto PMS não tem como objetivo principal a estimação de estados. Atualmente, a partir das PMUs já instaladas, já se utiliza dados das medidas fasoriais de dois modos distintos: online, com monitoramento de corrente, tensão, frequência, diferença angular, oscilação eletromecânica, análise espectral e qualidade dos dados recebidos; e offline, com as mesmas características do modo online, e incluindo a localização de faltas e suporte à análise de eventos [3]. Entretanto, com o crescimento das unidades remotas instaladas e o consequente ganho nas qualidades das medidas, é esperado que aproveite-se deste benefício para contribuir na estimação de estados, agregando na confiabilidade e segurança do sistema.

### 3.5 Conclusão

Neste capítulo foram inicialmente apresentadas os fundamentos de um Sistema de Medição Fasorial. Estes sistemas possibilitam a medição de fasores de tensão e corrente na mesma referência angular em pontos geograficamente distantes de uma rede elétrica. Inicialmente, foi descrita uma abordagem sobre o conceito matemático de um fasor, seguido pela explicitação de cada componente que compõe um SMSF. A seguir, foi feita uma breve explicação do projeto PMU que está sendo implementado no Brasil, discorrendo a sua evolução ao longo dos últimos anos. Atualmente, estão sendo instaladas as PMUs previamente definidas para o SIN, com início das atividades previsto para final de 2018. Os dados adquiridos pelas PMUs estão destinados para a análise do comportamento dinâmico do Sistema Interligado Nacional e determinação de causas de distúrbios eletromecânicos, porém com o aumento das medidas adquiridas, espera-se que o seu uso seja expandido para a estimação de estados, visto a superioridade destas medidas em relação as convencionais.



## 4 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS COM MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

### 4.1 Introdução

Os sistemas de gerenciamento utilizados (EMS), são os responsáveis pelas tarefas de supervisão e controle da rede de energia elétrica. Os dados medidos em campo são enviados via Unidades Terminais Remotas (UTRs), através de canais de comunicação para os centros de operação, onde são processados pelo estimador de estados, fornecendo uma estimativa das variáveis de estado em cada subestação que compõe a rede sob supervisão [36].

Com o advento das PMUs, o monitoramento e aquisição de grandezas elétricas em intervalos da ordem de microssegundos, constitui um grande avanço para os sistemas SCADA e EMS, principalmente devido ao intervalo de tempo em que os dados são disponibilizados de forma sincronizada, o que traz um impacto decisivo com relação à estimação de estados e mitigação de erros na definição dos estados operativos do sistema [37].

Além disso, a tecnologia de MFS possibilita a medição não apenas de fasores de tensão, mas também fasores de corrente. Geralmente, ambos os tipos de medidas possuem uma exatidão maior que as medidas convencionais, devido ao uso de um sinal de sincronismo com precisão da ordem de  $1\mu s$  [38]. Portanto, com a sua inclusão na Estimação de Estados é de se esperar um aumento da exatidão das variáveis estimadas [37, 39].

Estudos recentes indicam que a inclusão das medidas fasoriais na estimação de estados é capaz de melhorar a qualidade geral das estimativas [40], aprimorar a detecção de erros grosseiros [41], complementar a observabilidade do sistema [42] e remover outros obstáculos associados à correta eliminação e processamento de erros [43].

### 4.2 Origem e Desenvolvimento

O desenvolvimento da estimação de estados como uma alternativa apropriada para incorporar medidas fasoriais às ferramentas de monitoração em tempo real de sistemas de potência já vem sendo abordado há algum tempo.

Em 1985, antes mesmo do anúncio do lançamento da primeira

PMU comercial, foi publicado o primeiro artigo que contemplava a utilização de medidas de ângulo de fase da tensão na estimação de estados [44].

Os progressos nas pesquisas envolvendo a utilização das medidas fasoriais estavam ainda limitados pela qualidade dos SMFS, principalmente no que diz respeito aos sistemas de sincronização. Com o avanço das pesquisas na área de sincronização via satélite com alta precisão, no início da década de 90, tornou-se economicamente viável sincronizar medidas em locais geograficamente distantes, e com erros de tempo abaixo de microssegundos [23]. Pode-se dizer que nesta época começou o efetivo desenvolvimento de aplicações a sistemas de potência com o objetivo de usufruir dos benefícios proporcionados pelos sistemas de medição fasorial. Dentre elas, encontravam-se diferentes métodos para incorporar estas medidas à estimação de estados.

Diversos esforços foram feitos no sentido de criar um algoritmo único para processar medidas fasoriais e medidas provenientes do sistema SCADA. Em 2010, foi proposto um estimador de estados ortogonal com capacidade de processamento de MFS para simulação dos impactos destas medidas nos resultados da estimação [40]. Entretanto, do ponto de vista prático, isso implicaria na substituição dos softwares utilizados para gerenciamento de energia já implementados nos centros de operação.

Apesar das medidas fasoriais representarem um grande avanço em termos de medição de grandezas elétricas, a sua substituição total das medidas tradicionais do sistema SCADA é pouco provável. Uma perspectiva mais realista é que as medidas fasoriais sejam incorporadas gradualmente aos planos de medição. Uma solução para esta questão foi proposta com a inclusão de um módulo adicional (segundo estágio), acoplado à saída do estimador tradicional (primeiro estágio) [9]. O primeiro estágio é um estimador de estados tradicional (medidas SCADA), sem qualquer alteração. O segundo estágio é formado por um estimador que processa as medidas fasoriais. Combinando o resultado dos dois estágios obtêm-se, em uma etapa de pós processamento, a estimativa final com a fusão dos dois planos de medição.

A abordagem em dois estágios traz uma série de vantagens, uma vez que toda a infraestrutura de software e aquisição de dados do EMS se mantém inalterada. A estratégia em dois estágios foi implementada em [45] através do método da equação normal e em [46] através do método ortogonal baseado nas rotações de Givens. O método da equação normal está sujeito à instabilidade numérica. Já o método baseado nas rotações de Givens escalares não é capaz de considerar a correlação

entre os erros de medição.

Recentemente, uma outra alternativa foi proposta, ainda com a abordagem do processamento da estimação de estados com as medidas fasoriais em dois estágios, mas com a possibilidade de considerar a correlação entre os erros em um estimador de estados ortogonal [20]. O estimador do segundo estágio é formulado em coordenadas retangulares, de modo que o modelo de medição resultante se torna linear [45]. Como consequência desta transformação, as estimativas são obtidas por processo direto, sem a necessidade de métodos iterativos. Adicionalmente, o método preserva a robustez numérica superior que caracteriza os métodos ortogonais e permite incorporar os resultados do primeiro estágio na forma de informação, sem nenhum custo computacional adicional.

Entretanto, nenhum destes trabalhos aborda o problema de processamento de erros grosseiros. Na referência [9] é simulado o efeito de erros grosseiros nas estratégias de fusão desenvolvidas para EESP, porém sem incluir o processamento destes erros, desde a detecção, passando pela identificação e por fim sua eliminação e/ou recuperação de medidas errôneas.

Em 2016, foi proposto um trabalho que investiga, a partir do cruzamento de informações convencionais do sistema SCADA e de medidas fasoriais sincronizadas, os ganhos de eficiência no processamento de erros grosseiros associados à estimação de estados [47]. A metodologia utilizada baseia-se na comparação de resultados do processamento de erros grosseiros, desde a detecção e identificação até a recuperação de medidas espúrias. De acordo com os resultados apresentados, a técnica mostrou-se eficaz em processar erros grosseiros em sistemas de potência monitorados por medidas convencionais e fasoriais.

### 4.3 Método de Fusão de Estimativas

Os métodos de fusão de dados e estimativas foram originalmente desenvolvidos para uso nas áreas militar e da medicina [48]. Consistem em métodos matemáticos com capacidade de incorporar diversos sensores, de diferentes categorias, com diferentes capacidades e, principalmente com diferentes precisões.

As técnicas desenvolvidas envolvem a combinação das informações coletadas por diversas fontes, para derivar informações úteis que não seriam alcançadas pelas mesmas fontes individualmente, visando principalmente melhorar a confiabilidade e a exatidão dos resultados

obtidos. Um exemplo típico de fusão no nível de medidas puras, não-processadas, é a estimação de estados [49].

O conceito de fusão [9] já foi anteriormente aplicado à estimação de estados em sistemas de potência, para realizar a fusão de estimativas obtidas a partir de medições SCADA e de medidas fasoriais sincronizadas [9,18]. Os desenvolvimentos em [9] referem-se à fusão dos resultados gerados por duas classes de sensores, enquanto que em [18] o método é estendido para um número  $N$  de classes de sensores.

Nos sistemas de medição, cada tipo de medida tem as suas próprias características, bem como limitações, conforme abordado no Capítulo 2 sobre as medidas convencionais, e no Capítulo 3 sobre as medidas fasoriais. Em vários casos, algumas características de cada sensor são desejáveis para um plano de medição específico, como a precisão e confiabilidade, e são limitadas por restrições como o custo ou a dificuldade de implantação de cada tipo de sensor [49].

Levando-se em consideração essas características, a localização de cada sensor pode ser aproveitada ao máximo se instalada em uma configuração ótima. No caso das PMUs, prioriza-se sua instalação em troncos de maior importância de monitoramento para o sistema, normalmente onde se tem preocupação com oscilações de estabilidade, já que as PMUs têm maior precisão e um melhor tempo de resposta para monitorar esses fenômenos [9]. Para a estimação de estados, prioriza-se sua instalação nas barras com maior relevância para o sistema, com o maior número de interligações possíveis.

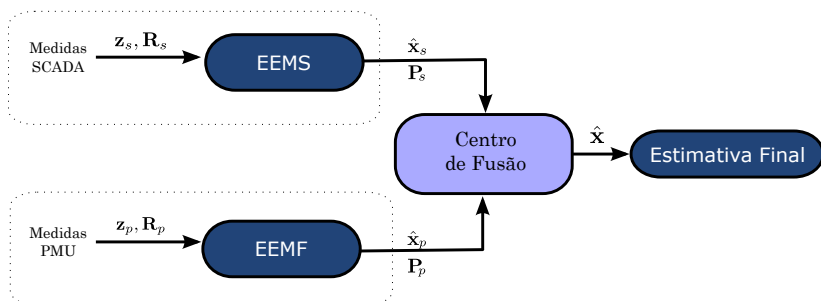
O centro de fusão ou, como também é chamado, célula de fusão, é a parte principal de um sistema de fusão de dados, e é onde os dados são efetivamente combinados. Diferentes arranjos podem ser obtidos da combinação entre as células de fusão e os sensores, formando as redes de fusão. De acordo com a configuração adotada, estas redes podem ser classificadas em *centralizadas*, *descentralizadas* e *híbridas* [49]. A proposta de aplicar os conceitos da Fusão de Dados de Múltiplos Sensores à incorporação de medidas fasoriais na EESP baseia-se na utilização da estrutura de rede de fusão descentralizada.

Uma rede de fusão é classificada como uma rede descentralizada, quando as observações são processadas e então enviadas para serem combinadas nos centros de fusão. Em alguns casos, o próprio sensor faz o processamento de suas observações internamente antes de enviá-las ao centro de fusão. Portanto, quando o processo ao qual as medidas são submetidas é a estimação de estados, este problema é chamado de *fusão de estimativas* [50], que será melhor abordado nas próximas seções.



#### 4.4 Estimador de Estados da Fusão de Estimativas

Para introduzir o conceito baseado na fusão de estimativas, considere inicialmente dois estimadores de estados distintos: um baseado apenas em medidas do sistema SCADA, referido nesta dissertação como EEMS, e outro baseado apenas em medidas do SMFS, denominado EEMF. Então, a abordagem deste capítulo propõe que os dois vetores de estados gerados pelos estimadores EEMS e EEMF sejam combinados, fornecendo uma estimativa final que contém contribuições tanto das medidas do sistema SCADA como do SMFS, conforme ilustrado na 4.1.



**Figura 4.1** – Estrutura do estimador de fusão de dados.

Na prática, o módulo EEMS já existe na grande maioria dos centros de operação, sendo o responsável pelo processamento das medidas do sistema SCADA. Por outro lado, nos sistemas onde não há a consideração de medidas fasoriais, o estimador EEMF seria implementado como um módulo adicional.

A vantagem desta estratégia é que o estimador de medidas fasoriais, que a princípio não possui a observabilidade completa do sistema, não impõe restrições quanto ao método utilizado para implementá-lo, não sendo necessário que haja interação com a infraestrutura do sistema SCADA, uma vez que os dois sistemas estão distantemente referenciados no tempo. Isso proporciona flexibilidade na concepção do estimador EEMF, e evita eventuais conflitos com a estrutura de estimação de estados já existente.

Neste trabalho será utilizado o conceito de fusão de estimativas para incorporação das medidas fasoriais, ou seja, fusão dos resultados individuais dos estimadores EEMS e EEMF. A seguir, será brevemente decorrido a formulação matemática deste método, apontando também

as limitações de observabilidade dos estimadores de medidas fasoriais.

#### 4.4.1 Formulação Matemática do Método de Fusão

Considere que um processo, seja monitorado por  $\ell$  conjuntos de sensores distintos. Baseado nos dados disponíveis de cada conjunto, pode-se assumir que um vetor de estimativas  $\hat{\mathbf{x}}_k(n \times 1)$ , onde  $k = 1, \dots, \ell$ , é obtido para as variáveis de estado do sistema. Além disso, os erros de estimativas resultantes podem ser correlacionados, de modo que a matriz de covariância  $n \cdot \ell \times n \cdot \ell$  correspondente é dado por:

$$\mathbf{P}_a = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_1 & \mathbf{P}_{12} & \dots & \mathbf{P}_{1\ell} \\ \vdots & \mathbf{P}_2 & \dots & \vdots \\ \vdots & \dots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{P}_{\ell 1} & \dots & \dots & \mathbf{P}_\ell \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Se  $\hat{\mathbf{x}}_i^*$ , é o vetor ótimo de estados estimados resultante desta combinação, tem-se [50]:

$$\hat{\mathbf{x}}_i^* = \mathbf{W}_1^t \hat{\mathbf{x}}_1 + \dots + \mathbf{W}_\ell^t \hat{\mathbf{x}}_\ell \triangleq \mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}}_a \quad (4.2)$$

onde  $\mathbf{W}^t \triangleq [\mathbf{W}_1^t, \dots, \mathbf{W}_\ell^t]$  e  $\hat{\mathbf{x}}_a^t = [\hat{\mathbf{x}}_1^t, \dots, \hat{\mathbf{x}}_\ell^t]^t$ . As matrizes de ponderação  $\mathbf{W}_i$  são obtidas resolvendo-se o problema de otimização a seguir [50, 51]:

$$\min_{\mathbf{W}} E[(\mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}}_a - \mathbf{x})(\mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}}_a - \mathbf{x})^t] \quad (4.3)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{\ell} \mathbf{W}_i = \mathbf{I}$$

onde  $E$  é o operador Valor Esperado,  $\mathbf{x}$  é o vetor de valores verdadeiros das variáveis de estado e  $\mathbf{I}$  é uma matriz identidade  $n \times n$ .

O Problema (4.3) visa minimizar a covariância do erro de estimação  $(\hat{x}^* - x)$ . Este método é referido na literatura como BLUE (*Best Linear Unbiased Estimation*) [50, 52].

Considerando-se que a matriz de covariância  $\mathbf{P}$  em (4.1) é não-singular, pode-se demonstrar que a solução do Problema (4.3) possui uma única solução em  $\mathbf{W}$ , e as submatrizes de ponderação  $\mathbf{W}_i$  podem ser obtidas de [52]:

$$\mathbf{W}_i = \left( \sum_{k=1}^{\ell} P_{ik}^{-1} \right) \left( \sum_{j,k=1}^{\ell} P_{jk}^{-1} \right)^{-1} \quad (4.4)$$

Para o caso particular de duas classes de sensores ( $\ell = 2$ ), tem-se:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} \\ \mathbf{P}_{22}^{-1} \end{bmatrix} (\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1})^{-1} \quad (4.5)$$

ou:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} (\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1})^{-1} \\ \mathbf{P}_{22}^{-1} (\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1})^{-1} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Considera-se também que os erros de estimação associados a cada classe individual são não-correlacionados com os erros das demais classes, já que os processos de estimação são independentes. Isto implica em que as submatrizes  $\mathbf{P}_{ij}, i \neq j$ , na Equação (4.1) são todas nulas.

Consequentemente:

$$\mathbf{P}^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{11}^{-1} & \\ & \mathbf{P}_{22}^{-1} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

ou seja, cada partição da matriz  $\mathbf{W}$  em (4.6) corresponde à matriz de ponderação da classe de sensores  $\ell$ ,  $\ell = 1, 2$ . Consequentemente, levando também em conta a simetria das matrizes de covariância, pode-se escrever a Equação (4.2) como:

$$\hat{\mathbf{x}}^* = \mathbf{W}^t \hat{\mathbf{x}}_a = (\mathbf{P}_{11}^{-1} + \mathbf{P}_{22}^{-1})^{-1} \sum_{\ell=1}^2 \mathbf{P}_{\ell\ell}^{-1} \hat{\mathbf{x}}_{\ell} \quad (4.8)$$

Conhecida como fórmula de fusão de *Bar Shalom Campo* para a fusão de dados no caso particular de dois sensores [53]. Por fim, a equação de fusão de duas estimativas é dada por:

$$\hat{\mathbf{x}}^* = \mathbf{W}_s^t \times \hat{\mathbf{x}}_s + \mathbf{W}_f^t \times \hat{\mathbf{x}}_f \quad (4.9)$$

onde:

$\mathbf{W}_s^t$  é a matriz transposta das matrizes de ponderação para os medidores SCADA;

$\hat{\mathbf{x}}_s$  é o vetor de estimativas SCADA;

$\mathbf{W}_f^t$  é a matriz transposta das matrizes de ponderação para os medidores PMU;

$\hat{\mathbf{x}}_f$  é o vetor de estimativas PMU.

Conforme visto na formulação matemática do Capítulo 2, as matrizes de covariância dos erros de estimação de cada classe são dadas pelas inversas das respectivas matrizes Ganho, isto é,  $\mathbf{P}_s = \mathbf{G}_s^{-1}$  e  $\mathbf{P}_f = \mathbf{G}_f^{-1}$ .

Assim, aplicando-se a hipótese da não-correlação de erros de estimação entre as distintas classes de sensores e supondo observabilidade com relação a cada classe individual, é possível reescrever a Equação (4.9) como [18]:

$$(\mathbf{G}_s + \mathbf{G}_f) \hat{\mathbf{x}}^* = \mathbf{G}_s \hat{\mathbf{x}}_s + \mathbf{G}_f \hat{\mathbf{x}}_f \quad (4.10)$$

que pode ser resolvida por fatoração triangular esparsa e substituição direta e inversa, tendo ainda a vantagem de que as Matrizes  $\mathbf{G}_s$  e  $\mathbf{G}_f$  estão disponíveis das soluções obtidas pelos estimadores individuais.

#### 4.4.2 Observabilidade do Estimador de Medidas Fasoriais

Interpretando a Equação (4.10), pode-se inicialmente concluir que a observabilidade em relação a cada classe de medida seja condição estritamente necessária para a aplicação das técnicas de fusão de estimativas de estados, uma vez que esta propriedade foi definida para calcular as estimativas individuais  $\hat{\mathbf{x}}_s$  e  $\hat{\mathbf{x}}_f$ . Se considerar que as PMUs fornecem medidas de corrente em todos os ramos adjacentes aos nós onde estão instaladas, o número de unidades necessárias pode ser de até aproximadamente 20% do número de barras, variando de acordo com a topologia da rede [42].

No Brasil, o ONS prevê em seus procedimentos de rede a necessidade do sistema SCADA em novas instalações incorporadas ao sistema [1]. Portanto, a suposição de que o sistema seja observável com medidas SCADA é realista, uma vez que estes sistemas de supervisão já se encontram em operação corrente há longo tempo e empregam esquemas de medição projetados para fornecer observabilidade mesmo sob condições rigorosas.

Porém, para o estimador baseado em medidas PMU, a propriedade de observabilidade ainda não se aplica. Conforme visto na apresentação do projeto SMFS no SIN descrita no Capítulo 3, a penetração de medidas PMUs nos sistemas elétricos ainda é limitada, e mesmo com previsão para aumentar significativamente nos próximos anos [3], devido a abrangência do sistema elétrico brasileiro, a observabilidade

ainda não será garantida.

Entretanto, a não observabilidade em relação às medidas fasoriais pode ser contornada através do uso de informações complementares inseridas na fase de cálculo da estimativa individual baseada apenas em medidas fasoriais. Neste trabalho, estas informações complementares são contornadas utilizando-se informações *a priori* sobre as tensões complexas nas barras não observáveis da rede. Para garantir que o impacto desses dados não prejudique a qualidade da estimação de estados, é necessário que essas informações sejam críticas, o que significa que sua supressão do conjunto de medidas provoca redução do posto da matriz Jacobiana  $\mathbf{H}$ , tornando o sistema não-observável [54]. Ainda, o requisito de criticidade das informações *a priori* propõe que os resíduos de dados críticos são nulos [15]. Garante-se, assim, que as estimativas para os estados de barras adjacentes àquelas que recebem as informações *a priori*, não sejam contaminadas pela incerteza inerente a estas informações.

Além disso, suas variâncias devem ser significativamente maiores do que as variâncias aplicadas das medidas. De uma forma geral, os valores das informações *a priori* podem ser definidos a partir de informações aproximadas sobre os estados, como por exemplo, adotando-se o valor de  $1\angle 0^\circ$  para as tensões nodais. Adicionalmente, deve-se atribuir uma variância a estas informações que reflita a incerteza a elas associada. Na prática, tem-se verificado que uma variância de aproximadamente dez ordens de grandeza acima da variância das medidas é suficiente [9].

Assim, na etapa de fusão de estimativas, variâncias maiores refletem na diagonal da Matriz de Covariância  $\mathbf{P}$ , cujos valores correspondentes aos estados não observáveis, também serão grandes. Uma vez que grandes valores de variância produzem pequenos fatores de ponderação, na etapa da fusão as estimativas fornecidas para os estados não observáveis recebem pesos muito pequenos. Consequentemente, as estimativas baseadas nas medidas SCADA irão prevalecer sobre as informações *a priori* [18]. Portanto, desde que as respectivas variâncias estejam devidamente definidas, os efeitos de se utilizar as informações *a priori* são filtrados na fase final da Fusão, e não degradam significativamente as estimativas ótimas finais.

## 4.5 Conclusão

Neste capítulo, foram inicialmente apresentados os princípios da estimação de estados com a medição fasorial, descrevendo sua teoria e discorrendo sobre sua origem e seu desenvolvimento até os dias atuais. Depois, o enfoque foi para a Fusão de Dados, apontando suas aplicações e definindo a teoria de Fusão de Dados de Múltiplos Sensores, método utilizado para incorporação independente dos conjuntos de medidas SCADA e PMU. A seguir, a formulação matemática deste método foi simplificada demonstrada, resultando no estimador utilizado neste trabalho, o Estimador baseado em Fusão de Dados. Por último, foi decorrido sobre a observabilidade das medidas fasoriais e como este trabalho contorna este fator através das informações *a priori*. O próximo capítulo apresenta e discute os resultados de simulações realizadas para avaliar o impacto da medição fasorial sobre a qualidade da estimação de estados.

## 5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

### 5.1 Introdução

Com o objetivo de avaliar o desempenho das estratégias propostas nessa dissertação, foram realizadas uma série de simulações, cujos resultados e avaliações mais relevantes são mostrados neste capítulo. Os casos que são apresentados buscam ilustrar as principais características dos estimadores desenvolvidos ao longo do trabalho, assim como reproduzir algumas situações práticas de interesse, como por exemplo a ocorrência de problemas de observabilidade e a presença de medidas com erros grosseiros.

### 5.2 Programas Utilizados

Todas as simulações partem de resultados do fluxo de potência de um sistema teste, que fornecem os valores verdadeiros para os estados e demais variáveis da rede elétrica. Para o uso dos sistemas equivalentes do Sul do Brasil, os dados foram retirados a partir de equivalentes desenvolvidos no ANAREDE [55].

Os estudos são inicialmente realizados através de um programa de fluxo de potência desenvolvido pelo Grupo de Sistemas de Potência (GSP) - UFSC, que utiliza o método de Newton-Raphson.

As medidas são geradas a partir do resultado deste fluxo pela adição de erros aleatórios. A simulação de medidas é feita através do programa Simmed-F, também implementado pelo GSP, que é capaz de gerar medidas fasoriais complexas de tensão e corrente, aos quais são adicionados ruídos para representar os erros de medição. A simulação utiliza a geração de erros aleatórios com distribuição normal, cuja variância é compatível com o grau de precisão esperado das PMUs.

A segunda principal aplicação utilizada foi o uso do estimador de estados desenvolvido por [18] em Matlab, onde existe o código para estimação de medidas SCADA, Fasorial, Pseudomedidas e o Método de Fusão. No desenvolvimento do trabalho presente, foi descartado o uso das pseudomedidas e estudado o uso da fusão de estimativas SCADA e Fasorial, com a possibilidade de processar informações *a priori*. Algumas adaptações foram necessárias para adequar o seu uso para o estudo realizado neste trabalho.

### 5.3 Considerações

Os ruídos adicionados as medidas para simular os erros de medição foram gerados a partir de números aleatórios com distribuição normal, média zero e variância associada à precisão de cada medida. A precisão considerada para as medidas é de 1% para as oriundas do sistema SCADA e de 0,1% para as fasoriais. Quando da necessidade de utilização de informações a priori para garantir a observabilidade do plano de medição, a precisão a elas atribuída é várias ordens de grandeza superior à das respectivas medidas.

Três estimadores distintos são considerados nas análises deste capítulo:

1. Estimador SCADA convencional, referido por EEMS;
2. Estimador baseado apenas no processamento de medidas fasoriais, referido como EEMF;
3. Estimador baseado no método de fusão, mostrado no Capítulo 5, referido por EEFS ou simplesmente FUSÃO.

Para cada caso que será mostrado foram executadas um total de 10 simulações, sendo que em cada uma delas é utilizado um valor distinto de origem para gerar os números aleatórios usados na simulação dos ruídos de medição. Assim, os índices de desempenho a serem apresentados baseiam-se nas médias e desvios dos valores obtidos nas 10 simulações.

Nas simulações que envolvem as medidas fasoriais para um sistema não-observável, optou-se pela utilização de informações a priori com o valor de  $1 pu \angle 0^\circ$  para todas as tensões nodais, incluindo aquelas para as quais há medida fasorial. A essas informações é associada elevada variância, de forma que a ponderação atribuída a elas no método dos MQP seja muito menor em relação ao conjunto de medidas.

Para se avaliar o desempenho do método desenvolvido, faz-se necessária definição de índices adequados. Um desses índices é baseado na métrica de precisão de tensão proposta em [56] e definido como:

$$M_{acc_v} = \left\| \dot{\mathbf{V}}_{erro} \right\|_2 = \left( \sum_m \left| \dot{\mathbf{V}}_m^{verd} - \dot{\mathbf{V}}_m^{est} \right|^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (5.1)$$

onde  $\dot{\mathbf{V}}_m^{verd}$  e  $\dot{\mathbf{V}}_m^{est}$  são, respectivamente, estimativas para os fasores das tensões nodais “verdadeiros” e estimadas na  $m$ -ésima barra.



Além destes índices, são apresentados gráficos dos erros absolutos das estimativas fornecidas pelos estimadores individuais, em relação aos valores obtidos pelo fluxo de potência. Nestes gráficos, no eixo  $x$  representam-se os estados de cada sistema teste, e no eixo  $y$  são representados os erros de estimação correspondente.

Com relação aos estimadores desenvolvidos, estes são resolvidos utilizando-se o método da Equação Normal de Gauss, explicitado no Capítulo 2, e são utilizadas técnicas de esparsidade para maior eficiência computacional [18]. Além disso, para o caso de não observabilidade, os estimadores são capazes de processar informações *a priori*.

Para todos os cenários simulados, inicialmente é proposto que os sistemas são observáveis com relação a cada classe de medida, o que permite avaliar os resultados sem a influência das informações *a priori*. Em seguida, serão consideradas situações mais realísticas nas quais os planos de medição utilizando medidas fasoriais são não observáveis. A Tabela 5.1 representa as medidas utilizadas para cada sistema considerado.

**Tabela 5.1** – Medidas utilizadas pelo estimador de estados.

Símbolo	Medida	Sistema
$P_k$	Injeção nodal de potência ativa na barra $k$	SCADA
$Q_k$	Injeção de potência reativa na barra $k$	SCADA
$t_{km}$	Fluxo de potência ativa no ramo $k - m$	SCADA
$u_{km}$	Fluxo de potência reativa no ramo $k - m$	SCADA
$ V_k $	Módulo de tensão na barra $k$	SCADA
$\dot{V}_k$	Tensão complexa na barra $k$	PMU
$\dot{I}_{km}$	Corrente complexa no ramo $k - m$	PMU

## 5.4 Sistemas Elétricos Equivalentes

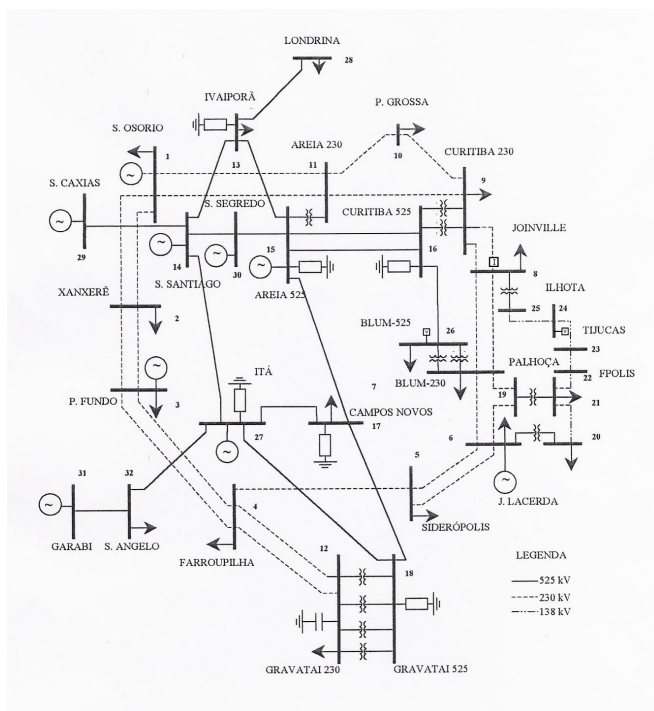
Para desenvolvimento deste estudo, foram utilizados, além de um sistema IEEE 14 barras utilizado para validação dos resultados, dois sistemas-teste com o objetivo de se aproximar da realidade dos sistemas elétricos. O primeiro, um sistema de 32 barras, é um modelo simplificado do sistema interligado da região Sul do Brasil. O segundo, que consiste de um modelo mais realístico, é composto por 141 barras, para o sistema elétrico do estado Paraná.

A seguir, serão brevemente descritos os sistemas-teste de 32 e 141 barras, já que a rede elétrica de 14 barras é bem conhecida e tem

sido muito utilizada em outros trabalhos de pesquisa [9, 18, 20].

#### 5.4.1 Sistema Elétrico Equivalente Sul 32 Barras

Um modelo simplificado do Sistema Interconectado do Sul do Brasil, composto por 32 barras, é utilizado como sistema teste. As informações e dados a respeito deste sistema podem ser verificadas no Anexo C.



**Figura 5.1** – Sistema Sul 32 barras.

A configuração do sistema teste de 32 barras da Figura 5.1, representa um modelo simplificado da rede elétrica interligada do Sul do Brasil. Nele, está representado instalações da rede básica, compostas por níveis de tensão de 525 kV e 230 kV, e algumas instalações do 138 kV de Santa Catarina, representando a rede complementar.

Este modelo foi inicialmente sintetizado pelo Grupo de Sistemas de Potência (GSP) - UFSC, e atualizado os dados da rede a partir

de estudos de um modelo equivalente do Sul do Brasil, desenvolvido por [55], que será descrito na seção seguinte. Por fim, este modelo possibilita a utilização de uma configuração de PMUs que se aproxime da realidade do sistema elétrico brasileiro para estudos no estimador de estados.

#### 5.4.2 Sistema Elétrico Equivalente Paraná 141 Barras

Utilizando o software ANAREDE, foi determinado um sistema equivalente do SIN contendo barras que representam os três estados do Sul do Brasil (Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul). O caso foi inicialmente proposto em [55]. A seguir, algumas modificações foram realizadas para o uso na estimação de estados.

A escolha de um equivalente contendo apenas o Sul do Brasil foi devido a facilidade da aquisição de dados para esta região, e também por esta região não possuir bipolos de Corrente Contínua e equipamentos FACTS internos, facilitando sua modelagem no Matlab. Para determinar o Sistema Equivalente, inicialmente foi utilizado um caso de fluxo de potência do SIN convergido. O caso utilizado como base para o equivalente representa um período de carga média com configuração do mês de dezembro de 2017 [57].

Determinado como barra de folga a usina de Gov. Bento Munhoz por possuir alta capacidade de regulação, os seguintes passos foram realizados [55]:

- Eliminação das conversoras de frequência internacionais: Garabi, Melo e Riveira;
- Eliminação de todos os bipolos de CC do SIN (Bipolo do Madeira e Itaipu 50 Hz), criando injeções equivalentes;
- Eliminação dos circuitos da interligação entre os subsistemas Sul-Sudeste.
- Equivalentes nas barras internas da rede CA do Sul de 69 kV e 138 kV.

Concluindo estes passos, obteve-se um sistema independente com as barras e circuitos do sistema Sul. Após finalizado o processo equivalente, obteve-se um sistema reduzido contendo 584 barras.

A partir desse trabalho, para facilitar a convergência e a utilização no estimador, foram realizados novos procedimentos, agora para obter um sistema isolado para a Área do Paraná:

- Pontos de intercâmbio nulo para o Paraná;
- Novos equivalentes nas barras internas da rede de 69 kV e 138 kV do Paraná;
- Equivalentes para as regiões radiais da rede de distribuição, criando injeções equivalentes.

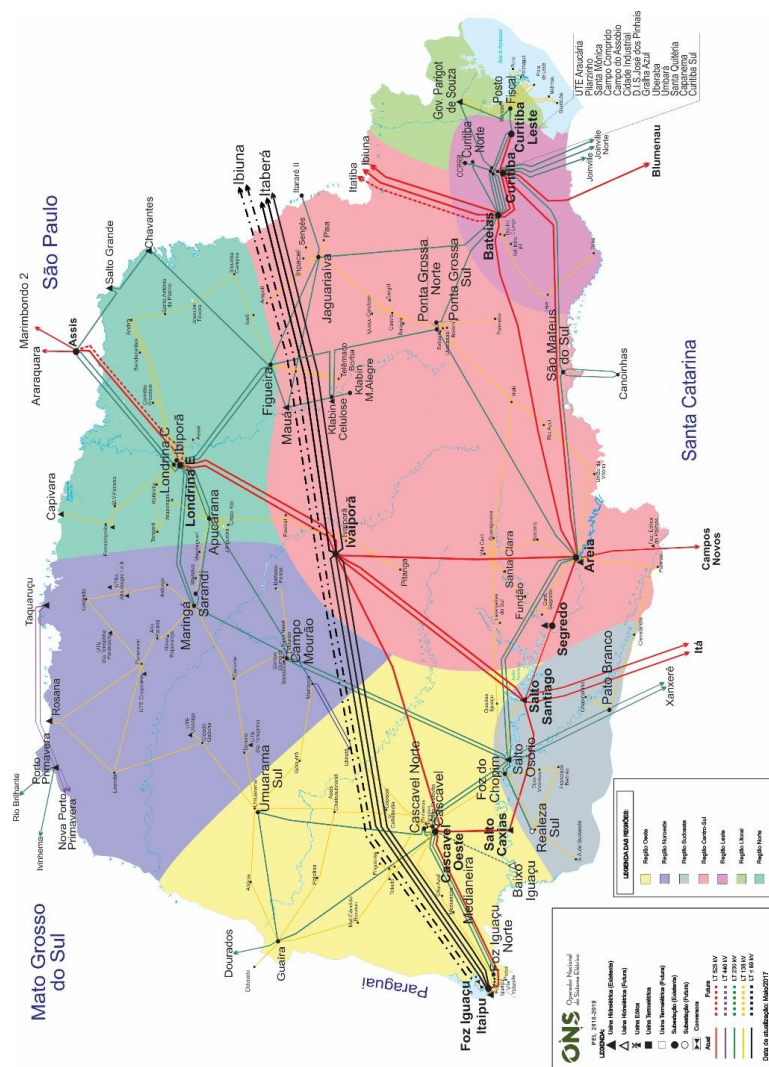
Assim, após tomadas essas medidas, obteve-se um sistema ilhado deste Estado.

A escolha do estado do Paraná foi por possuir a maior quantidade de PMUs a serem instaladas no SIN, contendo atualmente 60% das unidades instaladas no Sul do Brasil, e possivelmente mais unidades serão destinadas a esta Área, dada a sua relevância para o SIN [6]. Ainda, esta região possui a maior capacidade de regulação, sendo mantido como barra de folga a usina de Gov. Bento Munhoz. A Tabela 5.2 contém os dados do sistema AC equivalente, dividida em quantidade de equipamentos e medidas de carga e geração.

**Tabela 5.2** – Dados do Sistema Paraná 141 barras.

<b>Barras PV</b>	11
<b>Barras PQ</b>	130
<b>Barras Total</b>	141
<b>Conexões Internas (LT e TR)</b>	282
<b>Capacidade de Geração (MW)</b>	7854,0
<b>Carga Ativa (MW)</b>	5186,4
<b>Carga Reativa (Mvar)</b>	1211,7

A Figura 5.2 [57] representa um diagrama geoeletrico desta região, contendo uma visão macro, enquanto que a Figura 5.3 [58] ilustra o sistema elétrico de transmissão, ilustrando o diagrama unifilar deste modelo. Os dados e configurações referentes ao sistema utilizado podem ser visualizados no Anexo D.





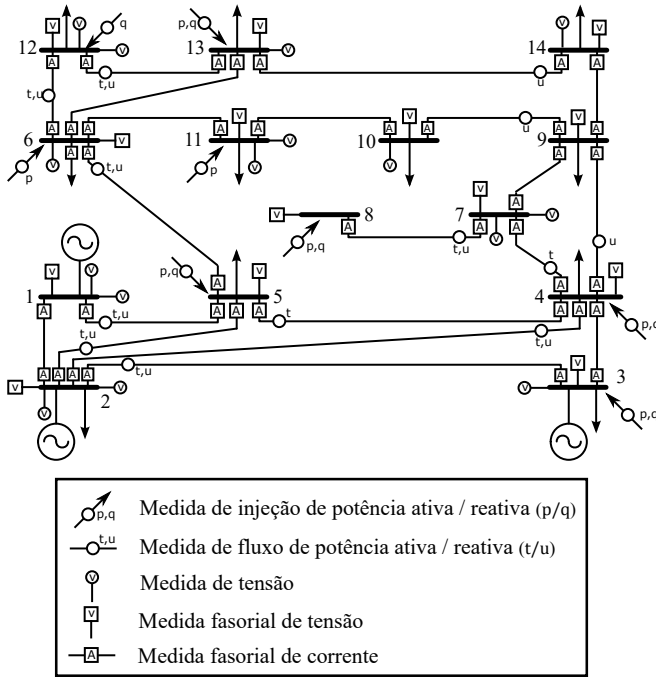
## 5.5 Resultados para o Sistema Teste IEEE 14 Barras

Os resultados que serão mostradas nesta seção foram obtidos com o sistema teste IEEE 14 barras, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 5.4, sendo que os dados da rede elétrica são apresentados no Anexo B. Três casos de estudo serão considerados:

1. Caso observável para as duas classes de medida;
2. Caso não observável para as medidas fasoriais;
3. Caso com erro grosseiro para o estimador EEMF.

### 5.5.1 Caso 1A: Rede observável com medidas SCADA e medidas fasoriais

As medidas indicadas na Figura 5.4 constituem o plano de medição base para as simulações com este sistema, com observabilidade nas duas classes de medidas. Embora esta situação não reflita a realidade atual da inclusão de PMUs nos sistemas elétricos, entende-se que é necessária a validação e o impacto dos seus resultados neste estudo. Por conveniência, não são utilizadas as medidas convencionais de corrente.



**Figura 5.4** – Diagrama unifilar e plano de medição do Caso 1A. Sistema IEEE 14 barras.

A partir dos estados estimados é calculado o erro das estimações em relação aos valores obtidos do fluxo de potência. Na Tabela 5.3 é apresentado os indicadores médios calculados sobre os 10 casos. Conforme o esperado, devido a diferença de exatidão das medidas utilizadas, verifica-se que os erros associados às medidas do sistema SCADA são maiores quando comparados aos do SMFS.

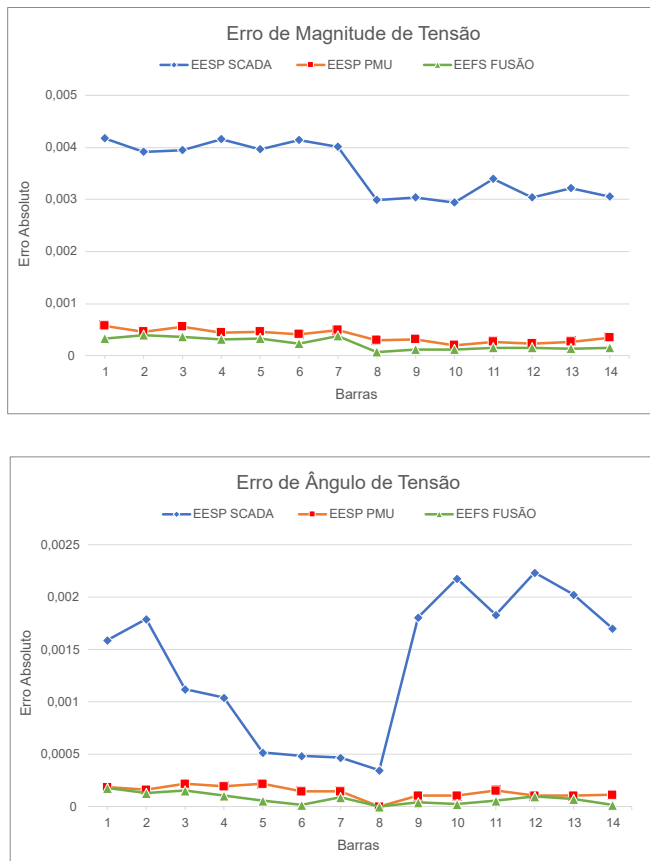
**Tabela 5.3** – Indicadores de desempenho do Caso 1A. Sistema IEEE 14 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		$ V $	$\delta$	$ V $	$\delta$
SCADA	1,3470E-02	3,5668E-03	1,3689E-03	2,9723E-04	1,1407E-04
PMU	1,4896E-03	3,8041E-04	1,4246E-04	2,1134E-04	2,0352E-05
FUSÃO	9,5591E-04	2,3025E-04	7,7403E-05	1,0964E-04	1,5481E-05

Ainda, através da tabela 5.3 verifica-se a superioridade das medidas fasoriais em relação as medidas SCADA, e também que todos os



indicadores tiveram seu desempenho incrementado no estimador FUSÃO. Quanto ao desempenho da estratégia utilizada neste trabalho, nota-se que o estimador EEFS obteve o menor erro entre todos, comprovando a boa aderência das medidas fasoriais em seu algoritmo. Na Figura 5.5 estão representados os erros calculados para uma das 10 simulações executadas, escolhida arbitrariamente para refletir o erro das estimações dos estados em cada um dos estimadores.



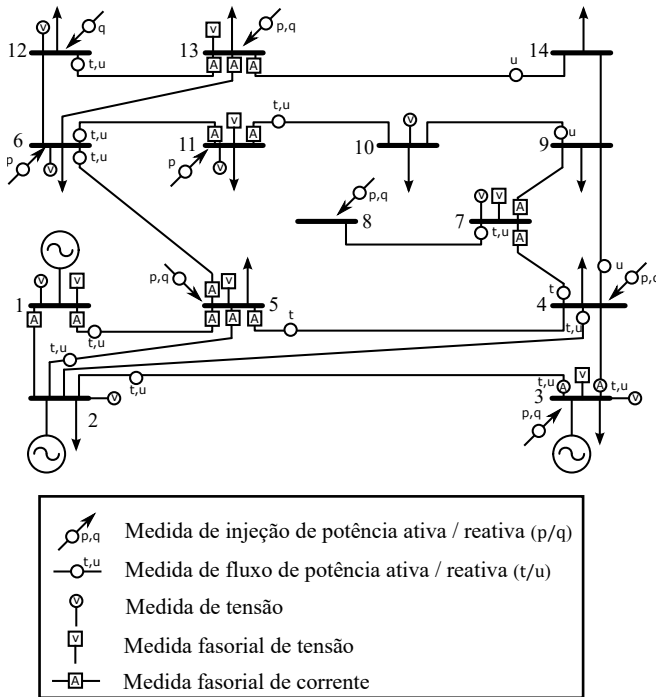
**Figura 5.5** – Erros de estimação para o Caso 1A. Sistema IEEE 14 barras.

Com isso, é possível concluir que o EEFS é uma alternativa atraente para a incorporação de qualquer classe de medidas a um estimador SCADA, uma vez que o algoritmo de fusão se aproveita da confiabi-

lidade e robustez do estimador que já está em operação e agrega as qualidades de outras classes de medidas eventualmente disponíveis em determinados pontos da rede.

### 5.5.2 Caso 1B: Rede não observável com medidas fasoriais

O caso que será estudado nesta seção ilustra uma situação mais aderente à realidade dos Sistemas Elétricos em geral: a rede elétrica é observável apenas com medidas SCADA, porém as medidas fasoriais estão presentes apenas em alguns pontos estratégicos do sistema. Este plano de medição é apresentado na Figura 5.6. Nesta condição se torna indispensável a utilização de informações *a priori* para processar as medidas fasoriais na estratégia de fusão de estimativas.



**Figura 5.6** – Diagrama unifilar e plano de medição do Caso 1B. Sistema IEEE 14 barras.

Como essa é uma situação que se aproxima da realidade da maio-

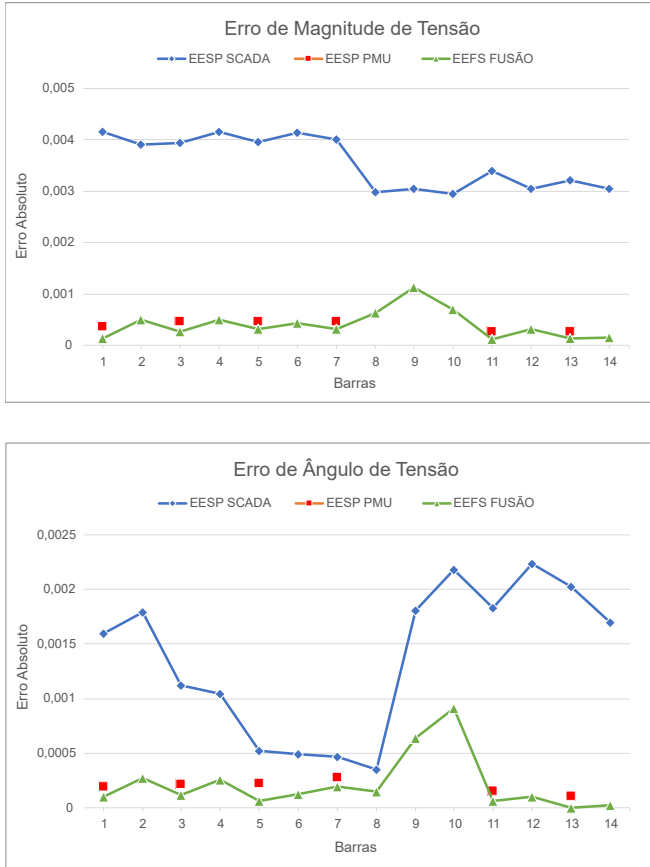
ria dos sistemas elétricos, esta simulação é importante para demonstrar a capacidade do algoritmo implementado quanto à sua aplicação prática em um centro de operação de sistemas elétricos. Esses resultados também permitem avaliar a influência das informações *a priori* nos planos de medição não-observáveis. Da mesma forma que no primeiro caso, os resultados aqui apresentados para o Estimador de Estados baseado em técnicas de fusão são referidos aos resultados do fluxo de potência.

A partir dos estados estimados, calculam-se os erros de estimação em relação aos valores obtidos pelo fluxo de potência. Na Tabela 5.4 os indicadores revelam um comportamento característico do estimador com técnicas de fusão: se no primeiro caso os erros de estimação do estimador que processa apenas medidas fasoriais eram muito próximos dos produzidos pelo EEFS, neste pode-se notar um grande descolamento desses erros. Isso se deve principalmente ao uso das informações *a priori*, usadas para garantir a observabilidade no caso do estimador baseado em medidas fasoriais. Por outro lado, a fusão de estimativas continua produzindo resultados muito aderentes aos do estimador híbrido, o que comprova o seu desempenho superior aos demais métodos.

**Tabela 5.4** – Indicadores de desempenho do Caso 1B. Sistema IEEE 14 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		V	$\delta$	V	$\delta$
SCADA	1,3470E-02	3,5668E-03	1,3689E-03	2,9723E-04	1,1407E-04
PMU	7,2201E-01	2,2442E-02	2,9785E-01	1,8320E-02	2,5743E-01
FUSÃO	1,8074E-03	4,0097E-04	2,1479E-04	1,9094E-04	2,0116E-04

Na Figura 5.7 é possível se analisar os erros individuais de cada estimador. Para uma melhor visualização da escala, as medidas fasoriais não observáveis foram omitidas do resultado gráfico. Neste caso, é possível notar que a falta de observabilidade de algumas barras com relação às medidas PMU reflete-se no aumento do erro das estimativas obtidas apenas a partir das medidas fasoriais. Por outro lado, é também possível perceber dessa simulação a propriedade cooperativa da fusão de estimativas, ou seja, a fusão das estimativas obtidas a partir das duas classes de medidas permite alcançar um resultado que nenhum dos outros estimadores alcançou individualmente. Isso é ilustrado pelas estimativas referentes às barras que não possuem observabilidade por medidas PMU, onde os estimadores que processam apenas classes individuais de medidas apresentam erros mais significativos, enquanto que o EEFS fornece o resultado de erro mínimo.



**Figura 5.7** – Erros de estimação para o Caso 1B. Sistema IEEE 14 barras.

### 5.5.3 Caso 1C: Erros grosseiros nas medidas fasoriais

Uma outra situação explorada neste capítulo é a presença de Erro Grosseiro (EG) em medidas do sistema fasorial. Em condições normalmente observadas na prática da estimação de estado, estas medidas seriam detectadas, identificadas e eliminadas pelos procedimentos de filtragem de dados espúrios do estimador de estados [9]. Entretanto, supõe-se aqui que isso não ocorre pelo fato de a medida errônea ser crítica, e portanto não detectável. Assim como no caso B, o sistema

não é observável apenas com medidas fasoriais.

Considere-se, então, que a medida  $V_1$ , oriunda do SMSF, esteja contaminada com um erro grosseiro de magnitude 20 desvios-padrão. Os erros de estimação calculados para este caso são mostrados nas Figuras 5.8.



**Figura 5.8** – Erros de estimação para o Caso 1C. Sistema IEEE 14 barras.

Como esperado, é verificado um elevado erro de estimação associado ao estado  $\mathbf{x}_{V_1}$ , exatamente onde o erro foi proposto. Também foram registrados efeitos da propagação do EG nos estados  $\mathbf{x}_{\delta_1}$  e um pequeno aumento nos estados da barra 5. Isto explica-se devido ao fato da vizinhança próxima ser afetada pelo erro presente na barra 1. Neste

cenário, a barra com medição fasorial mais próxima, a barra 3, tem a sua própria medição fasorial e isto impede-se que o erro seja propagado de forma grave para sua estimação. A tabela 5.5 representa os indicadores de desempenho deste caso.

**Tabela 5.5** – Indicadores de desempenho do Caso 1C. Sistema teste IEEE 14 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		$ V $	$\delta$	$ V $	$\delta$
SCADA	1,3470E-02	3,5668E-03	1,3689E-03	2,9723E-04	1,1407E-04
PMU	9,4832E-01	1,1622E-01	8,1858E-01	9,4875E-02	7,0750E-01
FUSÃO	3,6413E-03	8,2317E-04	4,4591E-04	3,9199E-04	4,1759E-04

O erro grosseiro afetou o estimador que processa as medidas fasoriais, deturpando medidas localizadas próximas da medição com erro. Entretanto, com relação ao estimador EEFS, este mostrou-se eficiente em selecionar as melhores informações a respeito de cada estado, fazendo com que os erros, mesmo naquelas medidas com erros grosseiros provenientes do SMSF, fossem minimizados de forma que a estimação geral fosse levemente afetada. Com relação ao Estimador PMU, vale ressaltar que apesar da propagação de um pequeno erro para as barras vizinhas, a qualidade das medidas observáveis manteve uma boa estimação, superior às medidas convencionais.

## 5.6 Resultados para o Sistema Teste Sul 32 Barras

A primeira parte deste capítulo refere-se aos resultados obtidos pelo estimador aqui desenvolvido com o Sistema teste IEEE 14 barras. A importância destas simulações relaciona-se à dimensão reduzida do sistema teste, que possibilita apresentar os resultados de forma mais detalhada. Porém, é necessário testar as ferramentas e métodos desenvolvidos também em sistemas de maior porte, para melhor avaliar o seu desempenho. Para isso, esta seção e a seguinte apresentam as simulações desenvolvidas com os Sistemas Sul 32 barras e Paraná 141 barras, com o objetivo de avaliar o desempenho das estratégias aqui propostas frente a problemas de maior realismo e dimensão. Os dados referentes a este sistema podem ser acessados no Anexo C.

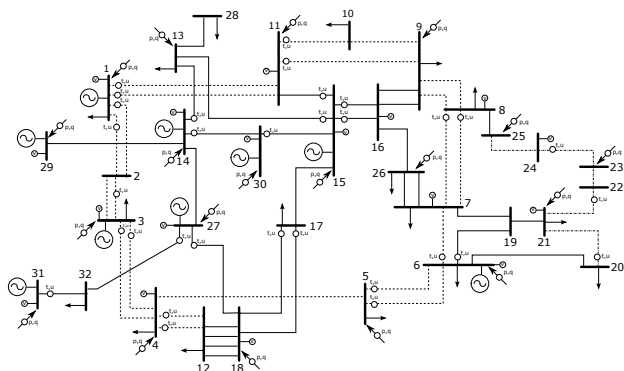
Neste cenário, dois casos de estudo serão considerados:

1. Caso observável para as duas classes de medida;
2. Caso não observável para as medidas fasoriais;

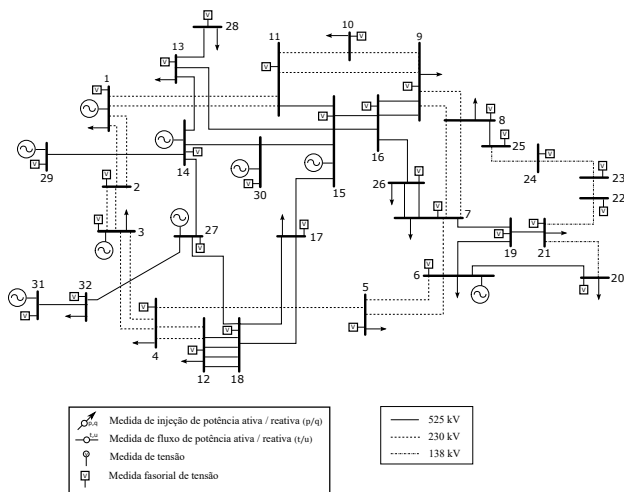
### 5.6.1 Caso 2A: Rede observável com medidas SCADA e medidas fasoriais

Para o plano de medição observável, foi considerado a configuração da Figura 5.9, englobando ambas as classes de medida.

#### Medidas SCADA



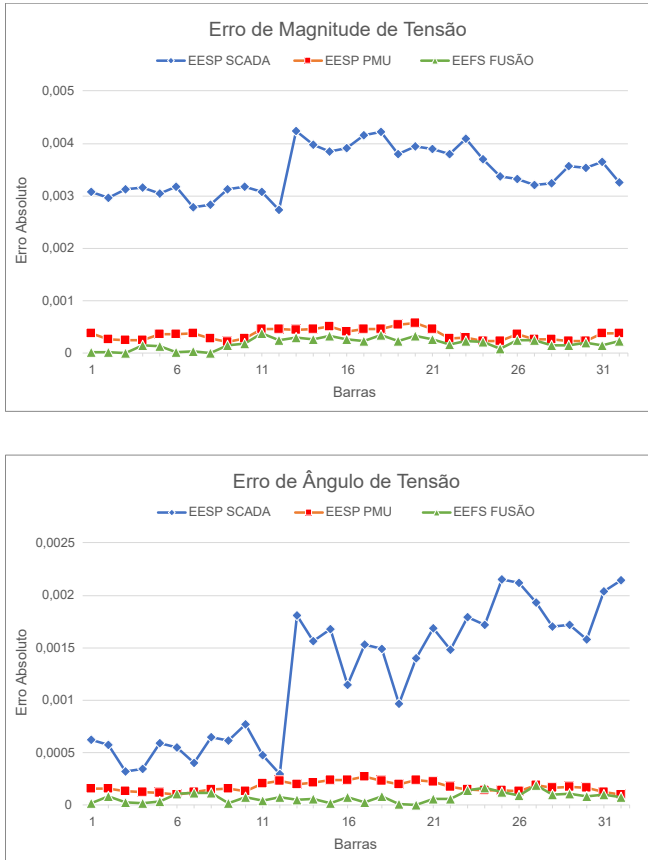
#### Medidas PMU



(\*) Medidas fasoriais de corrente consideradas em todos os ramos adjacentes a uma medida fasorial de tensão

**Figura 5.9** – Diagrama unifilar e plano de medição do Caso 2A. Sistema teste 32 barras.

Por conveniência, não são consideradas medidas de corrente convencionais, a fim de simplificar as análises que seguem, enquanto que para as medidas fasoriais foram inseridas medidas de corrente em todos os ramos adjacentes as barras que possuem capacidade de geração. Os resultados desta simulação são apresentados a seguir.



**Figura 5.10** – Erros de estimação para o Caso 2A. Sistema teste 32 barras.

Nota-se a influência das variâncias de cada classe de medida sobre as estimativas, com as medidas fasoriais superiores as medidas SCADA. Novamente, o método de fusão permite tirar o melhor proveito das estimativas fornecidas pelos estimadores baseados nas classes individuais de medidas, produzindo assim estimativas de melhor qualidade.



**Tabela 5.6** – Indicadores de desempenho do Caso 2A. Sistema teste 32 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		$ V $	$\delta$	$ V $	$\delta$
SCADA	1,9788E-02	3,4703E-03	1,2464E-03	2,8919E-04	1,0387E-04
PMU	2,1340E-03	3,6293E-04	1,7351E-04	2,0163E-04	2,4787E-05
FUSAO	1,2385E-03	1,9185E-04	7,5538E-05	1,3704E-04	4,1965E-05

A Tabela 5.6 demonstra mais uma vez a superioridade das medidas PMU em relação as medidas SCADA, e o estimador FUSÃO obtendo o menor resultado tanto para a métrica, quanto para a média do erro dos estados estimados. Apesar desta vantagem, os resultados apresentados do estimador EEFS foram muito próximos do estimador EEMF, devido a configuração em que o sistema é observável com respeito a cada classe individual. Pode-se, portanto, concluir que a técnica de fusão das estimativas produzidas com base em cada classe individual de medidas mostra-se eficaz para a estimação de estados do sistema teste 32 barras.

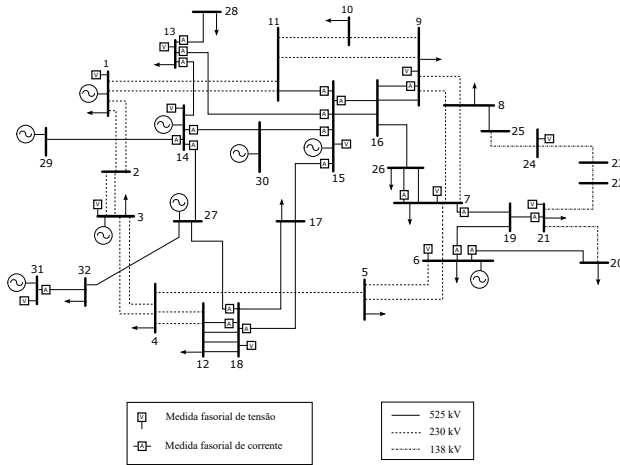
### 5.6.2 Caso 2B: Rede não observável com medidas fasoriais

Esta simulação busca emular a situação mais realística, em que as medidas fasoriais não garantem a observabilidade da rede. A quantidade de medidas usadas nesta simulação é apresentada na Tabela 5.7, enquanto que o plano de medição para as medidas PMU pode ser observado na Figura 5.11.

**Tabela 5.7** – Número de medidas utilizadas. Sistema teste 32 barras.

Medida	Medidas	
	SCADA	PMU
P	20	0
Q	20	0
$t_{km}$	33	0
$u_{km}$	33	0
$ V_k $	17	0
$\dot{V}_k$	0	12
$\dot{I}_{km}$	0	21
Redundância ( $\rho$ )	1.95	0.52

Medidas Fasoriais



**Figura 5.11** – Plano de medição para medidas PMU utilizadas no Caso 2B. Sistema teste 32 barras.

Para o plano de medição de medidas SCADA, foi considerada a mesma configuração utilizada para o caso anterior (Caso 2A). No caso do estimador que processa apenas medidas fasoriais, é importante salientar que o problema da não-observabilidade é contornado com o auxílio de informações *a priori*. Os resultados numéricos desta simulação são apresentados na Tabela 5.8.

**Tabela 5.8** – Indicadores de desempenho do Caso 2B. Sistema teste 32 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		V	$\delta$	V	$\delta$
SCADA	1,9788E-02	3,4703E-03	1,2464E-03	2,8919E-04	1,0387E-04
PMU	8,0811E-01	3,8225E-02	1,5247E-02	5,5045E-02	1,1313E-01
FUSÃO	1,5790E-03	3,2843E-04	1,2598E-04	2,9857E-04	1,1998E-04

A Figura 5.12 representa o gráfico dos erros das estimações. Alguns pontos devem ser destacados, como a influência das informações *a priori* utilizadas no estimador que processa exclusivamente medidas fasoriais. Quanto menor for a quantidade de medidas desta classe, maior será o efeito das informações *a priori* sobre as estimativas.



**Figura 5.12** – Erros de estimação para o Caso 2B. Sistema teste 32 barras.

Como os valores adotados para as informações *a priori* são aproximações imprecisas, este efeito é normalmente degradante, particularmente para os ângulos das tensões nodais. Por outro lado, nas barras atendidas por medidas fasoriais de alta precisão, as estimativas obtidas são de maior qualidade. Assim, devido à propriedade de combinação das técnicas de fusão, os resultados alcançados ao final são melhores do que os resultados fornecidos pelos estimadores que processam classes individuais de medidas.

Conclui-se que a técnica de fusão de estimativas geradas a partir

de três classes distintas de medidas é igualmente eficaz para a estimação de estados do sistema teste 32 barras, mesmo na situação em que não há observabilidade com relação às medidas fasoriais.

## 5.7 Resultados para o Sistema Teste Paraná 141 Barras

O sistema 141 barras foi modelado ao estado do Paraná, conforme explicitado no início deste Capítulo. Neste sistema, podemos obter um resultado para um sistema de maior porte, com o objetivo de validar os resultados para um modelo que se aproxima da realidade.

Neste cenário, também são considerados dois casos de estudo:

1. Caso observável para as duas classes de medida;
2. Caso não observável para as medidas fasoriais;

Os dados referentes deste sistema podem ser verificados no Anexo D.

### 5.7.1 Caso 3A: Rede observável com medidas SCADA e medidas fasoriais

As medidas SCADA utilizadas no plano de medição observável podem ser encontradas na Tabela 5.10. Para as medidas fasoriais, foi considerado medição de tensão em todas as barras do sistema. Neste caso não são utilizadas informações *a priori*.

Inicialmente, os resultados foram novamente testados para o sistema observável para as duas classes de medidas. A Tabela 5.9 representa os indicadores de desempenho para este caso.

**Tabela 5.9** – Indicadores de desempenho do Caso 3A. Sistema teste 141 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		$ \bar{V} $	$\bar{\delta}$	$ \bar{V} $	$\bar{\delta}$
SCADA	4,0623E-02	3,4645E-03	1,7348E-03	2,8871E-04	1,4457E-04
PMU	4,5166E-03	2,9930E-04	1,7701E-04	1,6628E-04	2,5287E-05
FUSÃO	2,4040E-03	1,8434E-04	8,2412E-05	1,3167E-04	4,5784E-05

Os erros de estimação, observados na Figura 5.13, foram satisfatórios e satisfizeram a eficiência dos estimadores para um sistema de grande porte.



**Figura 5.13** – Erros de estimação para o Caso 3A. Sistema teste 141 barras.

Em comparação aos outros casos de observabilidade do sistema, este cenário mostrou-se compatível com a teoria proposta. Novamente, o estimador de fusão obteve sucesso em processar as medidas de melhor exatidão e conquistar o resultado mínimo dentre os estimadores, sendo um resultado muito próximo ao EEMF, uma vez que a observabilidade da rede é completa para as medidas PMUs.

### 5.7.2 Caso 3B: Rede não observável com medidas fasoriais

Após realizar a simulação com planos de medição observáveis, apresentam-se por fim os resultados para a simulação com rede não observável com relação às medidas fasoriais. As medidas que foram utilizadas nesta simulação são apresentadas na tabela a seguir.

**Tabela 5.10** – Número de medidas utilizadas. Sistema teste 141 barras.

Medida	Medidas	
	SCADA	PMU
P	91	0
Q	91	0
$t_{km}$	152	0
$u_{km}$	152	0
$ V_k $	79	0
$\dot{V}_k$	0	60
$\dot{I}_{km}$	0	92
Redundância ( $\rho$ )	2.01	0.54

Este é um caso que se aproxima da situação atual dos centros de operação, pois a rede de 141 barras é suposta observável apenas com as medidas SCADA, já que a pouca penetração das medidas fasoriais ainda não garante a observabilidade das redes elétricas. Assim, torna-se necessário o uso de informações *a priori* no estimador que processe apenas medidas fasoriais, de modo a contornar o problema de não-observabilidade da rede.

Para análise dos resultados, o gráfico dos erros de estimação foi omitido devido a quantidade de pontos presentes, que dificulta a visualização individual das medidas consideradas. A Tabela 5.11 demonstra os indicadores de desempenho deste cenário.

**Tabela 5.11** – Indicadores de desempenho do caso 3B. Sistema teste 141 barras.

Estimador	Métrica de Tensão	Média do Erro		Desvio Padrão	
		$ V $	$\delta$	$ V $	$\delta$
SCADA	4,0623E-02	3,4645E-03	1,7348E-03	2,8871E-04	1,4457E-04
PMU	1,0921E-00	5,6476E-02	3,6458E-02	9,2456E-02	6,5244E-02
FUSÃO	6,9567E-03	8,1746E-04	3,2197E-04	5,6423E-04	4,6242E-04

Os resultados obtidos demonstram um desempenho uniforme do estimador baseado nos métodos de fusão. Observa-se que o estimador EEFS apresenta a menor média de erros de estimação de ângulo e magnitude de tensão, e a métrica de tensão demonstra que mesmo com as medidas PMU sendo de menor qualidade, após passarem pelo módulo de fusão, elas agregam na qualidade do resultado final, obtendo o resultado ótimo no módulo de fusão.

## 5.8 Conclusões

Este capítulo, após definir as métricas utilizadas e propor os sistemas-teste equivalentes, apresenta os resultados de simulações realizadas para o estimador EEFS. Foram investigados os ganhos proporcionados pela estratégia baseada na fusão de estimativas, sendo a avaliação feita com o auxílio de índices apropriadamente definidos. Os sistemas equivalentes propostos buscaram trazer um equivalente da região Sul do Brasil (Sistema 32 Barras) e mais especificamente para o estado do Paraná (Sistema 141 Barras), sendo este o Estado com a maior concentração de PMUs da região Sul. [3].

Em todos os casos, foi considerado um número de medidas convencionais (SCADA) capaz de garantir tanto a observabilidade da rede elétrica, quanto uma boa qualidade para os resultados da estimação. No que diz respeito às medidas fasoriais, foram analisados tanto casos com medidas para garantir a observabilidade, como outros em que esta restrição foi suprida. Nestes casos, foi adotado o artifício da utilização de informações *a priori*. Além disso, foi avaliado também a presença de erros grosseiros contaminando as medidas do sistema de medidas fasoriais. Para todas as situações propostas, os resultados indicaram desempenho satisfatório dos estimadores FUSÃO, sendo registrado significativo aumento de qualidade em relação aos resultados do estimador convencional. Vale ressaltar que o método utilizado não descarta a utilização dos estimadores já utilizados nos sistemas elétricos atuais.

Ainda neste trabalho, em relação as medidas fasoriais, buscou-se distribuí-las de forma a garantir uma cobertura uniforme da rede elétrica. Para os sistemas de 32 e 141 barras, nos quais há diversas configurações possíveis para instalação de PMUs, a estratégia adotada foi a instalação de PMUs em lugares definidos pelo projeto SMFS do ONS. Para regiões ainda não cobertas, foram inseridas unidades em barras da rede básica próximas às já definidas, buscando uma cobertura uniforme da rede elétrica.





## 6 CONCLUSÃO

### 6.1 Considerações Finais

Este trabalho tem por finalidade analisar os impactos da inserção das PMUs na estimação de estados do sistema elétrico brasileiro, com ênfase na rede elétrica da Região Sul, sem descartar o estimador atual. Considerando a evolução da tecnologia, o sistema de medição fasorial sincronizada constitui um avanço recente entre os grandes operadores de sistema no mundo, atingindo uma maturidade relevante no que tange a evolução da tecnologia.

Este sistema permite a medição direta dos fasores de sequência positiva de tensão e de corrente, e embora esse novo tipo de medida não tenha sido desenvolvida especificamente para a aplicação na estimação de estados, a sua disponibilidade não pode ser negligenciada. Uma vez disponíveis medidas diretas de fasores, surge a questão de como incluir esse tipo de dado nos estimadores de modo a melhorar a qualidade final das estimativas. É importante ressaltar que as medidas fasoriais diferem das medidas provenientes do sistema SCADA em qualidade, quantidade e forma de aquisição. Portanto, a sua utilização impõe novos desafios, principalmente por não possuírem uma mesma referência de tempo.

A implementação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada do Operador Nacional do Sistema Elétrico é um projeto abrangente, dadas as características e as dimensões do Sistema Interligado Nacional, cujo sucesso se dará pela integração entre o Operador e os Agentes do sistema elétrico. Assim, o desenvolvimento deste estudo ocorre em um momento em que a tecnologia de medição fasorial sincronizada atinge a sua maturidade, e as perspectivas de sua aplicação a grandes redes elétricas tornam-se concretas. Atualmente, o Projeto PMS do ONS tem previsão para concluir, no final de 2018, a instalação de 181 PMUs distribuídas em 31 subestações do SIN.

Neste contexto, este trabalho examina a aplicação do método de fusão de estimativas para a agregação da medição fasorial sincronizada aos estimadores de estado convencionais baseados em medidas SCADA, através de dois sistemas teste que buscam aproximar a região Sul (32 barras) e, mais especificamente, o estado do Paraná (141 barras) para as simulações realizadas. Um sistema adicional de 14 barras foi utilizado para validação dos métodos utilizados. A arquitetura de estimação proposta não causa alterações na estrutura atual. Sendo assim, pode-

se aproveitar toda a experiência e confiança acumuladas no uso de uma ferramenta já consolidada e em pleno funcionamento, sem qualquer perda de investimento.

Do ponto de vista teórico, os resultados apresentados comprovam que, nos casos onde a observabilidade é garantida para cada uma das classes de medida, há uma melhoria nos indicadores de desempenho em relação à solução do método de fusão de estimativas. No sistema de 141 barras, houve uma redução de 94% para a métrica de tensão do estimador FUSÃO quando comparado ao estimador EEMS. Ainda neste caso, é oportuno ressaltar que as medidas fasoriais apresentaram resultados superiores em todos os índices de desempenho em relação às medidas convencionais.

Quando se considera a situação mais realista em que a rede elétrica não é observável com relação a as medidas fasoriais, ou até mesmo com a inserção de erros grosseiros nas PMUs, observa-se um alto aproveitamento do estimador FUSÃO, selecionando as melhores medidas, garantindo a confiabilidade e robustez da estimação final. Para o sistema de 141 barras não observável em relação às medidas fasoriais, houve uma redução de 82% para a métrica de tensão na fusão de estimativas quando comparado ao estimador SCADA. Para o estimador PMU, observa-se que as informações *a priori* não prejudicaram as estimativas para as barras observáveis, contribuindo no resultado ótimo do módulo de fusão.

Portanto, o método de fusão de estimativas qualifica-se como uma alternativa válida e competitiva para a agregação de estimativas obtidas a partir das medidas fasoriais sincronizadas. A sua implementação nos centros de operação depende da adaptabilidade aos recentes avanços da tecnologia de medição fasorial sincronizada, podendo ser incluído sem qualquer prejuízo dos módulos já instalados, resultando em ganhos significativos na estimação de estados e, consequentemente, na confiabilidade e segurança do sistema.

## 6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

O método utilizado nesta monografia constitui-se uma alternativa válida e eficiente para incluir as medidas fasoriais na estimação de estados. Alguns tópicos que merecem atenção em trabalhos futuros são:

- Buscar uma aplicação mais extensa em relação ao sistema de 141 barras. Um possível exemplo é a utilização de uma alocação mí-

nima para as medidas fasoriais, apresentando resultados para um número pequeno de unidades instaladas na rede;

- Avaliar a aplicação do método de fusão à EESP em cenários de redes elétricas compostas de ilhas observáveis com respeito a diferentes classes de medidas, porém globalmente não-observáveis.
- Estender o método utilizado de fusão de estimativas para inclusão de novas classes de sensores, como é o caso de pseudomedidas de base confiável oriundas de sistemas de faturamento em redes de distribuição;
- Utilizar técnicas para o processamento de erros grosseiros para aplicação a estimadores de estados baseados em métodos de fusão, considerando a incidência de erros nas diferentes classes de medidas consideradas;



## **ANEXO A – EQUAÇÕES DA FORMULAÇÃO MATEMÁTICA**



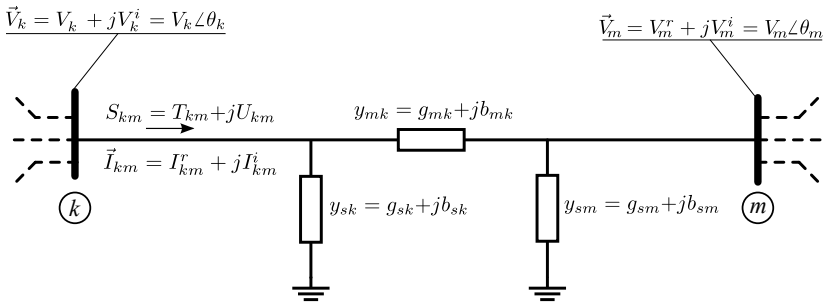
Considerando um plano de medição qualquer, o vetor  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  pode ser expresso da seguinte forma:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}^k) = \begin{bmatrix} \theta_k \\ V_{kPMU} \\ V_{kConv} \\ P_k \\ Q_k \\ T_{km} \\ U_{km} \\ I_{km,r} \\ I_{km,k} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

onde:

$\theta_k$  é o ângulo de fase das medidas de tensão fasorial na barra  $k$ ;  
 $V_{kPMU}$  é a medida de módulo de tensão fasorial na barra  $k$ ;  
 $V_{kConv}$  é a medida de módulo de tensão convencional na barra  $k$ ;  
 $P_k$  é a medida de injeção de potência ativa na barra  $k$ ;  
 $Q_k$  é a medida de injeção de potência reativa na barra  $k$ ;  
 $T_{km}$  é a medida de fluxo ativo no ramo de  $k$  para  $m$ ;  
 $U_{km}$  é a medida de fluxo reativo no ramo de  $k$  para  $m$ ;  
 $I_{km,r}$  é a medida de corrente parte real no ramo de  $k$  para  $m$ ;  
 $I_{km,i}$  é a medida de corrente parte imaginária no ramo de  $k$  para  $m$ .

Considerando-se o modelo **II** da linha de transmissão mostrada na Figura A.1 [20].



**Figura A.1** – Modelo **II** de uma linha de transmissão.

- Equações de Fluxo de Potência: Os fluxos de potência ativa e

reativa da barra  $k$  para a barra  $m$  são dadas por:

$$T_{km} = V_k^2(g_{sk} + g_{km}) - V_k V_m(g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.2})$$

$$U_{km} = -V_k^2(b_{sk} + b_{km}) - V_k V_m(g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.3})$$

- Equações de Injeção de Potência: As injeções de potência ativa e reativa na barra  $k$  são dadas por:

$$P_k = V_k \sum_{m \in N_1} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (\text{A.4})$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in N_1} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A.5})$$

- Equações de Corrente: As equações da parte real e imaginária das correntes são dadas por:

$$I_{km,r} = (g_{km} + g_{sk})V_k \cos \theta_k - g_{km}V_m \cos \theta_m - (b_{km} + b_{sk})V_k \sin \theta_k + b_{km}V_m \sin \theta_m \quad (\text{A.6})$$

$$I_{km,k} = (g_{km} + g_{sk})V_k \sin \theta_k - g_{km}V_m \sin \theta_m + (b_{km} + b_{sk})V_k \cos \theta_k - b_{km}V_m \cos \theta_m \quad (\text{A.7})$$

onde:

$V_k$  e  $\theta_k$  são respectivamente o módulo e ângulo da tensão na barra  $k$ ;

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ ;

$G_{km}$  e  $B_{km}$  são elementos da matriz de admitância nodal

$Y = G + jB$ ;

$g_{km}$  e  $b_{km}$  são elementos da admitância série conectando as barras  $k$  e  $m$ ;

$g_{sk}$  e  $b_{sk}$  são elementos da admitância shunt conectados à barra  $k$ ;

$N_1$  é o conjunto das barras diretamente conectadas à barra  $k$ , incluindo a própria barra  $k$ .

A matriz Jacobiana  $H(x)$  é a matriz que contém as derivadas de primeira ordem das medidas com relação às variáveis de estado, apresentando a seguinte estrutura [18]:



$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_k}{\partial \theta} & \frac{\partial \theta_k}{\partial V} \\ \frac{\partial V_{kPMU}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{kPMU}}{\partial V} \\ \frac{\partial V_{kConV}}{\partial \theta} & \frac{\partial V_{kConV}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_k}{\partial \theta} & \frac{\partial P_k}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_k}{\partial V} \\ \frac{\partial T_{km}}{\partial \theta} & \frac{\partial T_{km}}{\partial V} \\ \frac{\partial U_{km}}{\partial \theta} & \frac{\partial U_{km}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{km,r}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{km,r}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{km,k}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{km,k}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (A.8)$$

Os elementos internos a matriz Jacobiana  $H(x^k)$  são dados a seguir:

- Elementos correspondentes às medidas de ângulo de tensão:  
 $\frac{\partial \theta_k}{\partial \theta_k} = 1, \frac{\partial \theta_k}{\partial \theta_k} = 0, \frac{\partial \theta_k}{\partial V_k} = 0, \frac{\partial \theta_k}{\partial V_k} = 0$
- Elementos correspondentes às medidas de módulo de tensão:  
 $\frac{\partial V_k}{\partial \theta_k} = 0, \frac{\partial V_k}{\partial \theta_k} = 0, \frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 1, \frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 0$
- Elementos correspondentes às medidas de injeção de potência ativa:  
 $\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^N V_k V_m (-G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) - V_k^2 B_{kk}$   
 $\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$   
 $\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) + V_k G_{kk}$   
 $\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$
- Elementos correspondentes às medidas de injeção de potência reativa:  
 $\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^N V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) - V_k^2 G_{kk}$   
 $\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (-G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km})$   
 $\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \sum_{m=1}^N V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) - V_k B_{kk}$   
 $\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$
- Elementos correspondentes às medidas de fluxo de potência ativa:  
 $\frac{\partial T_{km}}{\partial \theta_k} = V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km})$   
 $\frac{\partial T_{km}}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km})$   
 $\frac{\partial T_{km}}{\partial V_k} = -V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) + 2V_k (g_{km} + g_{sk})$

$$\frac{\partial T_{km}}{\partial V_m} = -V_k(g_{km}\cos\theta_{km} + b_{km}\sin\theta_{km})$$

- Elementos correspondentes às medidas de fluxo de potência reativa:

$$\frac{\partial U_{km}}{\partial \theta_k} = -V_k V_m(g_{km}\cos\theta_{km} + b_{km}\sin\theta_{km})$$

$$\frac{\partial U_{km}}{\partial \theta_m} = V_k V_m(g_{km}\cos\theta_{km} + b_{km}\sin\theta_{km})$$

$$\frac{\partial U_{km}}{\partial V_k} = -V_m(g_{km}\sin\theta_{km} - b_{km}\cos\theta_{km}) - 2V_k(b_{km} + b_{sk})$$

$$\frac{\partial U_{km}}{\partial V_m} = -V_k(g_{km}\sin\theta_{km} - b_{km}\cos\theta_{km})$$

- Elementos correspondentes às medidas da parte real da corrente:

$$\frac{\partial I_{km,r}}{\partial \theta_k} = -V_k[(g_{km} + g_{sk})\sin\theta_k + (b_{km} + b_{sk})\cos\theta_k]$$

$$\frac{\partial I_{km,r}}{\partial \theta_m} = V_m(g_{km}\sin\theta_m + b_{km}\cos\theta_m)$$

$$\frac{\partial I_{km,r}}{\partial V_k} = (g_{km} + g_{sk})\cos\theta_k - (b_{km} + b_{sk})\sin\theta_k$$

$$\frac{\partial I_{km,r}}{\partial V_m} = -g_{km}\cos\theta_m + b_{km}\sin\theta_m)$$

- Elementos correspondentes às medidas da parte imaginária da corrente:

$$\frac{\partial I_{km,k}}{\partial \theta_k} = V_k[(g_{km} + g_{sk})\cos\theta_k - (b_{km} + b_{sk})\sin\theta_k]$$

$$\frac{\partial I_{km,k}}{\partial \theta_m} = V_m(-g_{km}\cos\theta_m + b_{km}\sin\theta_m)$$

$$\frac{\partial I_{km,k}}{\partial V_k} = (g_{km} + g_{sk})\sin\theta_k + (b_{km} + b_{sk})\cos\theta_k$$

$$\frac{\partial I_{km,k}}{\partial V_m} = -g_{km}\sin\theta_m + b_{km}\cos\theta_m)$$

## **ANEXO B – DADOS DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS**



**Tabela B.1** – Dados de barra do sistema IEEE 14 barras

n°	Tipo	V(pu)	Pg(MW)	Qg(Mvar)	Qmín (Mvar)	Qmáx (Mvar)	Pl(MW)	Ql(Mvar)	Shunt (pu)
1	2	1.060	232.4		-999.0	999.0	0.0	0.0	0.0
2	1	1.045	40.0		-999.0	999.0	21.7	12.7	0.0
3	1	1.010	0.0		-999.0	999.0	94.2	19.0	0.0
4	0		0.0	0.0	0.0	0.0	47.8	-3.9	0.0
5	0		0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	1.6	0.0
6	1	1.070	0.0		-999.0	999.0	11.2	7.5	0.0
7	0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	1	1.090	0.0		-999.0	999.0	0.0	0.0	0.0
9	0		0.0	0.0	0.0	0.0	29.5	16.6	0.0
10	0		0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	5.8	0.0
11	0		0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	1.8	0.0
12	0		0.0	0.0	0.0	0.0	6.1	1.6	0.0
13	0		0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	5.8	0.0
14	0		0.0	0.0	0.0	0.0	14.9	5.0	0.0

**Tabela B.2** – Dados de linha do sistema IEEE 14 barras

de	para	R(%)	X(%)	Shunt(%)
1	2	1.94	5.92	5.280
1	5	5.40	22.30	4.920
2	3	4.70	19.80	4.380
2	4	5.81	17.63	3.400
2	5	5.70	17.39	3.460
3	4	6.70	17.10	1.280
4	5	1.34	4.21	0.000
4	7	0.00	20.91	0.000
4	9	0.00	55.62	0.000
5	6	0.00	25.20	0.000
6	11	9.50	19.89	0.000
6	12	12.29	25.58	0.000
6	13	6.62	13.03	0.000
7	8	0.00	17.61	0.000
7	9	0.00	11.00	0.000
9	10	3.18	8.45	0.000
9	14	12.71	27.04	0.000
10	11	8.21	19.21	0.000
12	13	22.09	19.99	0.000
13	14	17.09	34.80	0.000



## **ANEXO C – DADOS DO SISTEMA TESTE 32 BARRAS**





**Tabela C.1** – Dados de barra do sistema teste 32 barras

n°	Tipo	V(pu)	P <sub>g</sub> (MW)	Q <sub>g</sub> (Mvar)	Q <sub>mín</sub> (Mvar)	Q <sub>máx</sub> (Mvar)	P <sub>l</sub> (MW)	Q <sub>l</sub> (Mvar)	Shunt(Mvar)
1	1	1.02	695.0	0.0	-200	200	215.00	-35.00	0.000
2	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	278.00	5.00	0.000
3	1	1.02	647.0	0.0	-100	100	138.60	26.0	0.000
4	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	267.00	1.50	0.000
5	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	155.00	74.00	0.000
6	1	1.03	450.0	0.0	-300	250	127.00	62.00	0.000
7	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	237.00	95.00	0.000
8	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	256.00	115.0	0.000
9	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	500.00	200.00	0.000
10	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	108.00	27.00	0.000
11	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	147.00	15.00	0.000
12	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	750.00	182.00	200.0
13	2	1.01	0.0	0.0	-355	350	0.00	0.00	-200.0
14	1	1.05	885.0	0.0	-150	500	0.00	0.00	0.000
15	1	1.05	50.0	0.0	-600	500	0.00	0.00	0.000
16	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	-300.0
17	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	281.00	53.00	-200.0
18	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	-300.0
19	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000
20	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	25.35	-8.58	0.000
21	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	32.880	25.980	0.000
22	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	31.440	22.400	0.000
23	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	20.200	10.480	0.000
24	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	24.090	9.87	0.000
25	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	93.210	27.800	0.000
26	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000
27	1	1.05	741.0	0.0	-450	350	0.00	0.0	-150.0
28	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	260.00	22.00	0.000
29	1	1.01	639.0	0.0	-450	350	0.00	0.0	0.000
30	1	1.04	46.0	0.0	-1000	350	0.00	0.0	0.000
31	1	1.00	994.0	0.0	-250	250	0.00	0.0	0.000
32	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	384.66	30.00	0.000

**Tabela C.2** – Dados de linha do sistema teste 32 barras

de	para	R(%)	X(%)	Shunt(Mvar)
1	11	3.06	11.65	27.02
1	11	3.06	11.65	27.02
1	2	3.16	16.21	27.84
1	2	3.16	16.21	27.84
2	3	1.72	8.54	14.34
2	3	1.72	8.54	14.34
3	4	4.63	23.78	40.80
3	4	4.63	23.78	40.80
4	5	3.86	19.87	34.00
4	12	1.58	8.24	13.75
4	12	1.58	8.24	13.75
5	6	0.96	10.02	8.40
5	6	0.96	10.02	8.40
6	7	3.25	16.50	28.69
7	8	1.54	8.52	12.50
7	8	1.54	8.52	12.50
8	9	1.62	9.32	16.12
8	9	1.62	9.32	16.02
9	10	2.04	10.46	18.08
9	11	4.68	23.95	41.38
10	11	3.53	18.09	31.25
11	15	0.00	1.25	00.00
15	13	0.16	2.01	245.8

**Tabela C.2** – Dados de linha do sistema teste 32 barras

de	para	R(%)	X(%)	Shunt(Mvar)
13	14	0.15	1.94	237.0
14	30	0.05	0.70	804.9
15	16	0.22	2.73	334.0
15	16	0.24	2.98	363.0
16	9	0.00	1.25	00.00
16	9	0.00	1.25	00.00
15	17	0.16	2.05	250.2
17	18	0.25	3.09	377.7
17	18	0.25	3.09	377.7
18	12	0.00	1.25	00.00
18	12	0.00	1.25	00.00
18	12	0.00	1.25	00.00
18	12	0.00	1.25	00.00
6	19	2.28	11.83	20.30
7	19	2.53	13.13	22.50
6	20	0.42	5.90	00.00
19	21	0.62	6.21	00.00
20	21	6.66	26.83	72.8
21	22	0.29	1.18	13.00
22	23	2.46	10.48	25.00
23	24	2.69	11.81	27.4
24	25	4.61	18.72	50.90
8	25	0.20	3.16	0.00
7	26	0.20	11.52	00.00
7	26	0.20	11.52	00.00
16	26	1.27	16.03	195.9
14	27	1.72	21.70	265.2
18	27	3.15	39.77	485.7
13	28	0.11	13.94	170.3
14	29	0.08	1.08	128.1
27	32	0.20	2.76	285.3
31	32	0.12	1.63	168.9
30	15	0.05	0.70	804.9
17	27	0.09	1.22	150.5

## ANEXO D – DADOS DO SISTEMA TESTE 141 BARRAS



**Tabela D.1** – Dados de barra do sistema teste 141 barras

n°	tipo	V	Pg	Qg	Qmin	Qmax	Pl	Ql	Shunt
1	0	0.992	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-836.4
2	2	1.020	319.9	270.5	-3000.0	2000.0	1.1	0.0	0.0
3	1	0.960	249.0	-52.2	-132.0	136.0	1.4	0.0	0.0
4	1	0.990	115.0	4.4	-58.0	58.0	0.0	0.0	0.0
5	0	1.041	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	1	1.000	1190.0	128.7	-600.0	447.0	2.9	0.0	0.0
7	1	0.999	945.0	-55.6	-400.0	370.0	2.9	0.0	0.0
8	0	1.039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0	1.036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0	1.035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0	1.036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.5
13	0	1.037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0	1.032	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0	1.036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	0	1.028	0.0	0.0	0.0	0.0	28.3	-3.0	0.0
19	0	1.015	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	0	1.006	0.6	0.0	0.0	0.0	43.2	16.9	4.9
21	0	1.021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0	1.016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	169.4	25.3	30.4
24	0	1.022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	52.2
25	0	1.034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	0	1.011	6.0	0.0	0.0	0.0	45.5	7.5	4.9
27	0	1.038	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28	0	1.014	0.0	0.0	0.0	0.0	153.1	30.5	2.5
29	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	49.4	4.4	12.2
31	0	1.001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	0	1.028	0.0	0.0	0.0	0.0	191.9	21.4	2.5
33	0	1.028	28.8	0.0	0.0	0.0	75.7	5.4	0.0
34	0	0.970	0.0	0.0	0.0	0.0	100.4	23.6	13.6
35	0	1.035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
36	0	1.021	0.0	0.0	0.0	0.0	36.6	9.4	0.0
37	0	1.010	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
38	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	108.8	22.0	0.0
39	0	1.021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
40	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	239.9	59.9	87.0
41	0	1.019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
42	0	1.024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
43	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	169.3	31.9	7.3
44	0	1.037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
45	0	1.035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
46	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	210.4	32.1	9.6
47	0	1.025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
48	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	229.8	76.7	59.4
49	0	0.963	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
50	0	1.014	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
51	0	1.018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
52	0	1.042	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
53	1	1.010	698.0	-8.5	-116.0	216.0	1.4	0.0	0.0
54	1	1.010	336.0	-5.0	-48.0	170.0	0.7	0.0	0.0
55	1	0.950	710.0	-181.4	-468.0	468.0	2.2	0.0	0.0
56	0	1.013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
57	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
58	0	1.015	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

**Tabela D.1** – Dados de barra do sistema teste 141 barras

n°	tipo	V	Pg	Qg	Qmin	Qmax	Pl	Ql	Shunt
59	0	0.961	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
60	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
61	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
62	0	1.001	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
63	0	1.041	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
64	1	1.040	338.0	12.8	-173.0	135.0	3.5	0.0	0.0
65	0	0.992	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-98.5
66	0	0.991	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
67	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
68	0	1.025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
69	0	1.021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
70	0	1.043	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
71	0	1.009	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
72	0	1.033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
73	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	95.8	30.2	0.0
74	0	1.028	0.0	0.0	0.0	0.0	150.1	26.6	0.0
75	0	1.004	0.0	0.0	0.0	0.0	82.6	18.4	0.0
76	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	111.6	31.4	30.0
77	0	1.033	0.0	0.0	0.0	0.0	86.4	23.4	0.0
78	0	1.007	0.4	0.0	0.0	0.0	112.4	-6.2	30.4
79	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	201.4	53.4	52.2
80	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	122.0	35.7	0.0
81	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	247.7	73.6	75.0
82	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	40.3	32.1	30.0
83	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	51.1	14.5	0.0
84	0	0.985	0.0	0.0	0.0	0.0	265.0	70.7	58.2
85	0	1.034	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	3.9	0.0
86	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	65.8	13.3	0.0
87	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.4
88	0	1.006	0.0	0.0	0.0	0.0	65.9	9.9	2.4
89	0	1.042	15.0	0.0	0.0	0.0	7.7	3.7	2.6
90	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
91	0	1.043	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
92	0	0.986	0.0	0.0	0.0	0.0	64.4	11.3	0.0
93	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	101.0	18.1	15.2
94	1	0.990	115.0	1.9	-58.0	58.0	0.0	0.0	0.0
95	0	1.043	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
96	0	1.033	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
97	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	119.0	39.5	15.0
98	0	1.038	0.0	0.0	0.0	0.0	19.4	1.0	0.0
99	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
100	0	0.999	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
101	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	113.4	40.8	0.0
102	0	0.999	0.0	0.0	0.0	0.0	24.1	8.8	2.4
103	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	3.2	0.0
104	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	29.6	9.1	6.0
105	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6	7.4	6.0
106	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	4.0	0.0
107	0	0.986	0.0	0.0	0.0	0.0	29.6	9.2	0.0
108	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0	0.0
109	0	0.984	0.0	0.0	0.0	0.0	30.2	10.9	4.6
110	0	0.977	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6	0.7	0.0
111	0	0.984	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4	2.0	0.0
112	0	0.994	0.0	0.0	0.0	0.0	10.6	2.7	0.0
113	0	0.990	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	4.1	0.0
114	0	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	78.2	25.6	0.0
115	0	1.036	0.0	0.0	0.0	0.0	96.2	60.6	42.9
116	0	1.036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

**Tabela D.1** – Dados de barra do sistema teste 141 barras

n°	tipo	V	Pg	Qg	Qmin	Qmax	Pl	Ql	Shunt
117	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	21.8	7.8	9.6
118	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	24.6	8.0	7.2
119	1	1.050	12.0	8.0	-9.0	9.0	28.3	8.0	0.0
120	0	1.038	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	9.3	0.0
121	0	1.001	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	0.0	0.0
122	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	5.3	0.0
123	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	20.2	6.2	0.0
124	0	1.030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
125	0	1.030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
126	0	1.014	0.0	0.0	0.0	0.0	169.3	29.2	0.0
127	0	0.955	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
128	0	1.045	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
129	0	1.035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
130	0	1.004	0.0	0.0	0.0	0.0	36.1	-5.2	0.0
131	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	18.1	7.0	0.0
132	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	1.0	0.0
133	0	0.988	0.0	0.0	0.0	0.0	25.3	6.9	7.0
134	0	0.999	0.0	0.0	0.0	0.0	12.6	4.6	0.0
135	0	1.006	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
136	0	1.007	0.0	0.0	0.0	0.0	127.0	9.3	0.0
137	0	1.042	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
138	1	0.995	272.0	111.2	-124.0	194.0	0.0	0.0	0.0
139	0	1.042	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
140	0	1.010	0.0	0.0	0.0	0.0	176.4	50.5	0.0
141	0	1.004	0.0	0.0	0.0	0.0	93.8	6.2	0.0

**Tabela D.2** – Dados de linha do sistema teste 141 barras

de	para	R (%)	X (%)	Shunt (Mvar)
5	4	0.00	8.96	0.000
5	26	5.73	16.67	4.559
8	11	0.37	2.15	4.280
8	16	0.07	0.39	0.783
8	120	0.01	0.12	0.233
9	11	0.27	1.62	3.216
9	11	0.27	1.62	3.216
9	11	0.34	1.70	3.003
9	14	0.60	2.98	5.545
9	21	2.09	12.77	24.396
9	24	1.60	8.07	14.211
9	49	0.03	1.26	0.000
9	49	0.03	1.21	0.000
9	49	0.04	1.26	0.000
9	74	0.00	6.50	0.000
9	74	0.00	6.50	0.000
9	129	0.46	2.89	5.580
10	17	0.12	0.70	1.400
10	76	0.00	17.99	0.000
10	76	0.00	17.59	0.000
10	109	0.00	40.83	0.000
10	116	0.12	0.60	1.160
10	133	0.00	40.51	0.000
11	10	0.25	1.25	2.434
11	14	0.34	1.64	3.160

**Tabela D.2** – Dados de linha do sistema teste 141 barras

de	para	R (%)	X (%)	Shunt (Mvar)
11	75	0.00	18.04	0.000
11	75	0.00	18.32	0.000
11	102	0.00	41.27	0.000
11	124	0.20	0.98	2.250
11	134	0.00	41.47	0.000
12	3	0.00	4.76	0.000
12	91	1.23	6.16	11.239
12	96	1.06	5.34	9.433
12	108	0.00	5.91	0.000
12	121	0.00	6.07	0.000
13	15	0.19	0.94	1.824
13	101	0.00	17.47	0.000
13	101	0.00	18.17	0.000
13	103	0.00	42.76	0.000
13	132	0.00	42.76	0.000
14	79	0.00	18.83	0.000
14	79	0.00	19.02	0.000
14	96	0.62	3.09	5.596
15	17	0.71	3.44	6.655
15	81	0.00	19.11	0.000
15	81	0.00	18.81	0.000
15	117	1.01	41.33	0.000
15	118	1.02	41.48	0.000
16	15	0.60	3.33	6.680
16	17	0.00	0.01	0.000
16	82	0.00	18.87	0.000
16	114	0.02	0.09	0.183
17	83	0.00	18.35	0.000
18	20	44.13	10.726	0.000
18	23	39.40	94.42	0.000
18	26	12.94	27.40	0.000
18	36	13.49	40.16	0.000
18	89	5.32	15.09	4.164
19	2	0.00	1.12	0.000
20	5	5.33	15.50	4.242
20	23	2.307	5.188	0.000
20	26	2.11	5.96	1.505
21	84	0.00	6.39	0.000
21	84	0.00	6.37	0.000
21	84	0.00	6.39	0.000
22	23	0.23	6.05	0.000
22	23	0.22	6.59	0.000
22	24	0.42	2.12	3.820
22	105	0.00	91.40	0.000
22	111	0.00	97.98	0.000
22	139	1.99	12.69	25.058
24	86	0.00	10.87	0.000
24	86	0.00	13.84	0.000
24	104	0.00	89.23	0.000
24	110	0.00	97.82	0.000
25	85	0.01	0.04	0.067
25	112	0.00	62.10	0.000
25	113	0.00	53.92	0.000
27	28	0.00	6.64	0.000
27	28	0.00	6.29	0.000
27	28	0.00	6.70	0.000
27	29	1.90	11.80	21.580
27	52	1.11	6.92	12.496



**Tabela D.2** – Dados de linha do sistema teste 141 barras

de	para	R (%)	X (%)	Shunt (Mvar)
27	70	1.22	7.69	13.810
27	90	0.18	1.08	2.141
27	90	0.17	1.03	2.053
28	32	17.02	47.57	0.000
28	34	6.78	20.71	0.000
30	87	0.22	1.34	0.311
30	99	0.62	1.85	0.473
31	32	0.00	6.37	0.000
31	32	0.00	6.51	0.000
31	62	0.00	0.01	0.000
33	36	13.22	40.09	0.000
33	89	12.26	36.34	0.000
34	87	4.58	13.98	3.448
35	36	0.00	20.53	0.000
35	36	0.00	20.33	0.000
35	70	1.33	8.35	14.713
37	7	0.00	1.05	0.000
38	40	18.25	39.92	0.000
38	43	13.33	39.71	0.000
39	40	0.00	6.51	0.000
39	40	0.24	6.56	0.000
39	40	0.14	6.46	0.000
39	41	0.36	1.84	3.191
39	69	0.00	0.01	0.000
41	93	0.11	6.46	0.000
42	41	0.78	3.98	6.883
42	43	0.00	6.37	0.000
42	43	0.00	6.38	0.000
42	58	2.17	11.23	19.327
42	67	0.59	3.30	10.790
42	67	0.86	4.38	7.668
43	46	16.56	24.95	0.000
43	48	2.76	7.28	0.000
44	21	1.59	8.09	14.140
44	67	1.91	9.84	16.855
44	67	1.72	8.64	16.255
44	92	0.00	6.91	0.000
44	107	0.00	7.40	0.000
44	139	1.27	8.09	16.065
45	46	0.00	5.88	0.000
45	46	0.00	6.34	0.000
45	46	0.00	6.54	0.000
45	67	0.31	1.83	3.750
45	67	0.31	1.83	3.750
46	48	0.59	1.75	0.000
46	107	10.99	30.12	0.000
47	48	0.00	6.71	0.000
47	48	0.00	6.62	0.000
47	48	0.23	6.56	0.000
49	59	0.05	0.44	47.580
49	59	0.04	0.41	50.782
50	51	0.05	0.74	79.518
50	65	0.19	2.43	282.100
51	6	0.00	1.02	0.000
52	33	0.00	6.37	0.000
52	33	0.19	6.56	0.000
52	70	0.15	0.89	1.632
52	70	0.15	0.90	1.817

**Tabela D.2** – Dados de linha do sistema teste 141 barras

de	para	R (%)	X (%)	Shunt (Mvar)
56	19	0.01	0.12	15.204
56	19	0.01	0.13	15.428
56	37	0.05	0.65	80.493
56	49	0.20	2.55	312.720
56	59	0.20	2.69	336.400
56	65	0.16	2.01	245.770
57	18	0.00	6.46	0.000
57	22	3.46	18.07	30.150
57	25	2.44	12.65	21.706
57	56	0.03	1.21	0.000
57	70	3.04	15.74	27.123
57	70	3.04	15.72	27.089
58	38	0.00	6.60	0.000
58	38	0.00	6.59	0.000
58	69	1.51	7.84	13.486
58	70	5.05	17.78	30.603
58	70	4.67	17.78	30.609
59	127	0.03	0.32	41.960
60	16	0.00	0.01	0.033
60	17	0.00	0.01	0.033
60	25	2.21	11.47	19.687
60	59	0.03	1.26	0.000
60	59	0.03	1.26	0.000
60	59	0.03	1.21	0.000
61	27	0.20	1.03	1.861
63	21	1.13	9.95	18.110
63	44	0.48	3.99	7.672
63	64	0.00	3.07	0.000
63	139	0.37	2.71	6.608
65	1	0.00	0.01	1.135
65	1	0.00	0.01	1.135
65	1	0.00	0.01	1.135
65	66	0.11	1.39	170.280
65	66	0.09	1.45	171.600
65	71	0.15	1.94	236.970
65	71	0.11	2.01	235.490
67	66	0.03	1.21	0.000
67	66	0.04	1.27	0.000
67	66	0.02	1.22	0.000
67	69	1.80	9.09	16.196
67	69	2.12	9.67	18.414
68	47	0.00	0.01	0.000
68	67	0.42	2.50	7.770
70	53	0.00	1.67	0.000
70	54	0.00	3.39	0.000
71	37	0.05	0.70	86.055
71	51	0.08	1.17	124.580
71	55	0.00	1.51	0.000
72	13	0.37	1.80	3.487
72	17	0.38	1.88	3.630
72	73	0.00	10.87	0.000
72	73	0.00	11.09	0.000
72	106	0.00	40.21	0.000
72	131	0.00	40.18	0.000
74	73	13.50	40.93	0.000
76	75	2.13	6.25	0.000
78	108	5.90	18.01	0.000
79	75	2.64	9.04	0.000

**Tabela D.2** – Dados de linha do sistema teste 141 barras

de	para	R (%)	X (%)	Shunt (Mvar)
80	75	1.70	8.37	0.000
80	76	1.45	7.12	0.000
81	76	14.60	57.13	0.000
81	79	2.25	8.99	0.000
81	80	5.28	19.60	0.000
82	75	24.93	75.26	0.000
82	76	3.41	9.51	0.000
82	83	0.00	0.01	0.000
83	75	24.93	75.26	0.000
83	76	3.82	11.38	0.000
83	82	2.15	7.24	0.000
86	23	1.86	6.53	0.000
87	29	0.17	6.53	0.000
87	29	0.17	6.43	0.000
88	30	1.10	4.78	0.000
88	87	0.11	0.62	0.211
89	95	0.54	2.65	0.644
90	29	1.89	10.60	21.030
90	50	0.01	1.27	0.000
90	50	0.01	1.22	0.000
90	50	0.01	1.27	0.000
90	61	0.00	0.01	0.000
90	62	0.61	7.65	34.460
91	78	0.11	6.40	0.000
91	78	0.14	6.54	0.000
92	46	25.65	69.60	0.000
92	107	-0.00	-1.01	0.000
93	38	22.64	62.84	0.000
93	40	0.78	2.45	0.000
93	43	9.40	23.28	0.000
95	5	0.56	2.77	0.672
95	94	0.00	8.96	0.000
96	97	0.34	17.85	0.000
96	97	0.36	17.59	0.000
97	79	4.85	15.47	0.000
97	81	3.79	11.78	0.000
98	8	0.07	0.44	0.891
99	100	0.00	13.67	0.000
101	81	4.61	17.00	0.000
101	97	3.57	13.35	0.000
115	139	0.31	2.31	5.638
116	119	1.65	40.48	0.000
120	13	0.46	2.79	5.563
121	78	4.45	13.60	0.000
121	108	-0.01	1.00	0.000
124	16	0.47	2.40	4.730
124	80	0.23	13.60	0.000
124	80	0.23	13.50	0.000
124	122	1.08	39.83	0.000
124	123	0.90	39.63	0.000
125	90	0.41	2.44	4.770
125	90	0.56	3.35	6.670
125	126	0.22	6.37	0.000
125	126	0.23	6.30	0.000
125	135	2.01	11.95	23.190
126	28	0.84	2.70	0.000
126	32	13.54	35.27	0.000
126	33	6.81	21.09	0.000

**Tabela D.2** – Dados de linha do sistema teste 141 barras

de	para	R (%)	X (%)	Shunt (Mvar)
126	38	38.18	36.60	0.000
126	136	21.13	65.57	0.000
128	13	0.14	0.80	1.630
128	15	0.34	1.81	3.456
128	91	1.19	5.82	10.711
128	96	0.40	2.36	4.850
128	127	0.10	0.75	0.000
129	14	0.34	1.66	2.981
129	77	0.09	0.45	0.857
129	130	0.22	6.59	0.000
129	130	0.22	6.58	0.000
130	74	2.54	7.54	0.000
135	62	1.60	9.56	19.000
135	136	0.18	6.65	0.000
135	136	0.18	6.64	0.000
136	32	7.20	21.45	0.000
136	38	8.11	22.25	0.000
136	40	14.84	37.68	0.000
137	52	0.80	4.78	9.425
137	141	0.22	6.60	0.000
139	140	0.26	11.09	0.000
139	140	0.26	11.15	0.000
140	138	0.01	3.35	0.000
141	33	3.61	10.89	0.000
141	36	11.39	33.92	0.000

## REFERÊNCIAS

- [1] ONS. *Módulos Vigentes Procedimentos de Rede*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [2] PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements-a historical overview. In: IEEE. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*. [S.l.], 2002. v. 1, p. 476–479.
- [3] VOLSKIS, H.; MUNIZ, M.; DINIZ, S. Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores no SIN e as Lições Aprendidas com o Projeto Piloto de Aquisição de PMUs através do OPENPDC Pelas Equipes de Estudo Elétrico e de Análise de Eventos do ONS. In: ONS. *XXIV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [S.l.], 2017.
- [4] FILHO, X. V. et al. Blecaute de 11 de março de 1999: Medidas de curto prazo para aumento da segurança do sistema elétrico e principais aspectos dos relatórios elaborados por especialistas internacionais—vii symposium of specialists in electric operational and expansion planning-sepoe. *Curitiba, May, 2000*.
- [5] ONS. *Submódulo 11.8 Sistema de Medição de Sincrofasores*. Procedimentos de Rede. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [6] ONS. *Relatório Anual 2016*. Publicações de Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [7] ZHU, J.; ABUR, A. Bad data identification when using phasor measurements. In: IEEE. *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*. [S.l.], 2007. p. 1676–1681.
- [8] ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. *Power system state estimation: theory and implementation*. [S.l.]: CRC Press, 2004.
- [9] ALBUQUERQUE, A. N. C. Estratégias em dois estágios para incorporar medidas fasoriais sincronizadas na estimação de estados em sistemas de potência. *Tese de Mestrado, UFSC, Florianópolis*, SC, 2011.

- [10] SCHWEPPE, F.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part i: Exact model. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, n. 1, p. 120–125, 1970.
- [11] SCHWEPPE, F. C.; ROM, D. B. Power system static-state estimation, part ii: Approximate model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 1, p. 125–130, 1970.
- [12] SCHWEPPE, F. C. Power system static-state estimation, part iii: Implementation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and systems*, IEEE, n. 1, p. 130–135, 1970.
- [13] ANDREOLI, E. Coestimação de estados e topologia em sistemas de potência representados por modelo não-linear. *Tese de Mestrado, UFSC*, Florianópolis, SC, 2013.
- [14] GENTLEMAN, W. M. Least squares computations by givens transformations without square roots. *IMA Journal of Applied Mathematics*, Oxford University Press, v. 12, n. 3, p. 329–336, 1973.
- [15] SIMÕES-COSTA, A.; QUINTANA, V. An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 8, p. 3791–3800, 1981.
- [16] MONTICELLI, A. *State estimation in electric power systems: a generalized approach*. [S.l.]: Springer, 1999.
- [17] MONTICELLI, A. Electric power system state estimation. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 88, n. 2, p. 262–282, 2000.
- [18] EDER, C. J. F. Métodos de fusão de estimativas para agregação de múltiplas fontes de informação à estimação de estados em sistemas de potência. *Tese de Mestrado, UFSC*, Florianópolis, SC, 2014.
- [19] SIMÕES-COSTA, A.; ALBUQUERQUE, A.; BEZ, D. An estimation fusion method for including phasor measurements into power system real-time modeling. *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE, v. 1, p. PP(99), 2013.
- [20] BEZ, D. M. Estratégia em dois estágios utilizando rotações de givens em blocos para a inclusão de medidas fasoriais na estimação de estados em sistemas de potência. *Tese de Mestrado, UFSC*, Florianópolis, SC, 2013.

- [21] COSTA, A. S.; LOURENÇO, E. M.; VIEIRA, F. Topology error identification for orthogonal estimators considering a priori state information. In: *15th Power Systems Computation Conference*. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 1–6.
- [22] COSTA, A.; SALGADO, R.; HAAS, P. Trust region optimization methods via givens rotations applied to power system state estimation. *Optimization Advances in Electric Power Systems*, p. 27–51, 2009.
- [23] PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements in power systems. *IEEE Computer Applications in power*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 10–15, 1993.
- [24] PHADKE, A. G.; THORP, J. S. *Synchronized phasor measurements and their applications*. [S.l.]: Springer, 2008.
- [25] ZIMMER, V. Detecção, identificação e localização de eventos usando sincrofasores. *Tese de Mestrado, UFSC*, Florianópolis, SC, 2013.
- [26] IEEE. *Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*. [S.l.]: IEEE Std C37.118.1-2011.
- [27] DECKER, I. C. et al. System wide model validation of the brazilian interconnected power system. In: *IEEE. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. [S.l.], 2010. p. 1–8.
- [28] MEDFASEE. *Sistema de medição fasorial sincronizada com aplicações em sistemas de energia elétrica*. Disponível em: <<http://www.medfasee.ufsc.br>>.
- [29] MORAES, R. et al. Arquitetura do sistema de medição sincronizada de fasores do sin requisitos e aplicações. *SNPTEE, Outubro*, 2007.
- [30] MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A.; HU, Y. Deploying a large-scale pmu system for the brazilian interconnected power system. In: *IEEE. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. [S.l.], 2008. p. 143–149.
- [31] MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A. Challenges for large-scale pmu application for the brazilian interconnected power system. In: *CITESEER. 2nd CIGRE International Conference*. [S.l.], 2008.

- [32] HU, Y.; NOVOSEL, D. Progresses in pmu testing and calibration. In: IEEE. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. [S.l.], 2008. p. 150–155.
- [33] DECKER, I. C.; SILVA, A. de; PRIOSTE, F. B. Experience of wams development and applications in brazil. In: *17 th Power Systems Computation Conference, Stockholm Sweden-August*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 22–26.
- [34] ONS. *Relatório Anual 2012*. Publicações de Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [35] ONS. *Relatório Anual 2015*. Publicações de Relatórios Anuais. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [36] LEITES, R. A. d. C. Processamento de medidas fasoriais de tensão e corrente na estimação de estados em sistemas de potência. *Tese de Mestrado, UFSC, Florianópolis, SC*, 2010.
- [37] NOVOSEL, D. et al. Performance requirements part ii targeted applications: State estimation. *Eastern Interconnection Phasor Project, Tech. Rep*, 2006.
- [38] COSTA, A. S.; MEYER, B. T.; DECKER, I. C. Análise dos benefícios de medições fasoriais sincronizadas quanto ao desempenho da estimação de estados em sistemas de potência. In: SN. *XVII Brazilian Conference on Automatic Control*. [S.l.], 2008.
- [39] YOON, Y. J. *Study of the utilization and benefits of phasor measurement units for large scale power system state estimation*. Tese (Doutorado) — Texas A&M University, 2006.
- [40] LEITES, R.; COSTA, A. S. An orthogonal state estimator with phasor measurement processing capability. In: *3rd. Brazilian Symposium of Electric Systems*. [S.l.: s.n.], 2010.
- [41] CHEN, J.; ABUR, A. Placement of pmus to enable bad data detection in state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 21, n. 4, p. 1608–1615, 2006.
- [42] BALDWIN, T. et al. Power system observability with minimal phasor measurement placement. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 8, n. 2, p. 707–715, 1993.



- [43] SLUTSKER, I. W. et al. Implementation of phasor measurements in state estimator at sevillana de electricidad. In: *IEEE. Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings., 1995 IEEE*. [S.l.], 1995. p. 392–398.
- [44] THORP, J.; PHADKE, A.; KARIMI, K. Real time voltage-phasor measurement for static state estimation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 11, p. 3098–3106, 1985.
- [45] ZHOU, M. et al. An alternative for including phasor measurements in state estimators. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 21, n. 4, p. 1930–1937, 2006.
- [46] COSTA, A. S.; ALBUQUERQUE, A. A two-stage orthogonal estimator to incorporate phasor measurements into power system real-time modeling. In: *Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.: s.n.], 2011.
- [47] GONÇALVES, R. M. Processamento de erros grosseiros associado a métodos de fusão de estimativas em sistemas de potência monitorados por medidas convencionais e fasoriais. 2016.
- [48] MITCHELL, H. B. *Multi-sensor data fusion: an introduction*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2007.
- [49] HALL, D. L.; LLINAS, J. An introduction to multisensor data fusion. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 85, n. 1, p. 6–23, 1997.
- [50] LI, X. R. et al. Optimal linear estimation fusion. i. unified fusion rules. *IEEE Transactions on Information Theory*, IEEE, v. 49, n. 9, p. 2192–2208, 2003.
- [51] ZHOU, J. et al. An efficient algorithm for optimal linear estimation fusion in distributed multisensor systems. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics-Part A: Systems and Humans*, IEEE, v. 36, n. 5, p. 1000–1009, 2006.
- [52] ZHU, Y.; LI, X. R. Best linear unbiased estimation fusion. In: *Proceedings of the second international information fusion conference*. [S.l.: s.n.], 1999. v. 2, p. 1054–1061.
- [53] BAR-SHALOM, Y.; CAMPO, L. The effect of the common process noise on the two-sensor fused-track covariance. *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, IEEE, n. 6, p. 803–805, 1986.

- [54] CLEMENTS, K.; KRUMPHOLZ, G.; DAVIS, P. Power system state estimation residual analysis: an algorithm using network topology. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, n. 4, p. 1779–1787, 1981.
- [55] EINSFELD, S. Modelagem do fluxo de potência com restrições de intercâmbio entre áreas. *Tese de Mestrado, UFSC*, Florianópolis, SC, 2017.
- [56] KEMA. Metrics for determining the impact of phasor measurements on power system state estimation. *Eastern Interconnection Phasor Project*, March 2006.
- [57] ONS. *Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral de Set a Dez 2017*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [58] COPEL. *Mapa Elétrico do Paraná*. Disponível em: <<http://www.copel.com/>>.